

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона»

УДК 622.692.4:620.179.1(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Калагин К.Т.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н, ассистент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Аналитический обзор неразрушающих методов контроля трубопроводов.</p> <p>Выбор методов неразрушающего контроля для комплексного проведения диагностики промышленных трубопроводов.</p> <p>Проведение технологических расчетов.</p>
--	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Калагин К.Т.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Географическо-климатические условия</i>	8
	<i>Техническая часть</i>	12
	<i>Неразрушающий контроль</i>	20
	<i>Расчетная часть</i>	15
	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
	<i>Социальная ответственность</i>	10
	<i>Заключение</i>	10
	<i>Презентация</i>	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Калагин Константин Тимурович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсообъективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсообъективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	1. Расчет показателей ресурсообъективности. 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

31.01.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Калагин К.Т.		31.01.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Калагин Константин Тимурович

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

«Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Проведение неразрушающего контроля при контроле сварных соединений промысловых нефтепроводов</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ГОСТ 12.0.004-2015 СП 18.13330.2011 ГОСТ 12.0.003-2015 ГОСТ 12.1.005-88 с измен. 2000г
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. вредные вещества; 2. метеоусловия. 3. Переохлаждение Опасные факторы: 1. механической природы; 2. пожарной и взрывной природы. 3. Поражение электрическим током 4. Радиационное облучение
3. Экологическая безопасность:	1. загрязнение выбросами выхлопных газов от техники; 2. образование и размещение отходов, образующихся при работах.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Проанализировать возможности возникновения ЧС при проведении диагностирования трубопровода; - Предложить превентивные меры по предупреждению ЧС, а также действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Калагин Константин Тимурович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 178 с., 65 рис., 42 табл., 66 источников.

Ключевые слова: техническое состояние, неразрушающий контроль, методы контроля, промысловый трубопровод, диагностика, дефекты.

Объект исследования: комплексные методы неразрушающего контроля промыслового нефтепровода Западно-Сибирского региона.

Цель работы: анализ методов неразрушающего контроля применяемых для промыслового нефтепровода Западно-Сибирского региона.

В процессе исследования проводились: Аналитический обзор достоинств и недостатков существующих методов наружной и внутритрубной дефектоскопии; технология проведения неразрушающих методов контроля, комплексный контроль на стадиях строительства и при сдаче в эксплуатацию

В результате исследования: были рассмотрены классификация методов неразрушающего контроля, область применения, аттестация специалистов по методам неразрушающего контроля. Рассмотрен технологический процесс подготовки трубопровода перед проведением неразрушающего контроля, произведен расчет минимальной толщины стенки трубопровода для отбраковки, а так же определены мероприятия по устранению выявленных дефектов.

Область применения: Диагностирование промысловых нефтепроводов.

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.		Калагин К.Т.			Реферат	Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.					Листов
Консульт.							1
Рук. ООП.		Брусник О.В.					178
						НИ ТПУ Группа 3-2Б5А	

Abstract

Final qualifying work 194 p., 65 pics, 42 tab., 66 sources.

Key words: technical condition, preparation for non-destructive testing, non-destructive testing methods, field pipeline, diagnostics.

Object of study: integrated methods of non-destructive testing of an oil field pipeline in the West Siberian region.

Objective: to study non-destructive testing methods used for the oil field pipeline of the West Siberian region.

In the process of the study were conducted: An analytical review of the merits and disadvantages of existing methods of external and internal pipe flaw detection technology of providing non-destructive testing methods.

As a result of the study: the classification of methods was considered non-destructive testing, scope, certification of specialists in non-destructive testing. The technological process of preparing the pipeline before non-destructive testing is considered, the minimum wall thickness of the pipeline for rejection is calculated, and the measures to eliminate the identified defects are also determined.

Scope: Diagnostics of oil field pipelines.

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат	Abstract	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Калагин К.Т.					2	178
Руковод.		Рудаченко				НИ ТПУ Группа 3-2Б5А		
Консульт.								
Рук. ООП.		Брусник О.В.						

Определения, обозначения, сокращения, нормативно-техническая документация

Определения:

Промысловый трубопровод – это трубопровод, по которому добытая скважинная продукция транспортируется от скважины к центру сбора и подготовки. Данные трубопроводы предназначены для перемещения скважинной продукции от скважины к другим объектам в рамках промысла.

Диагностирование (техническое диагностирование) – определение технического состояния объекта. Задачами технического диагностирования являются: 1) контроль технического состояния; 2) поиск места и определение причин отказа (неисправности); 3) прогнозирование технического состояния.

Объект диагностики – изделие и (или) его составные части, подлежащие (подвергаемые) диагностированию (контролю).

Техническое состояние объекта – состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

Визуальный и измерительный контроль – вид неразрушающего контроля, при котором первичная информация воспринимается органами зрения непосредственно или с использованием оптических приборов, не являющихся контрольно-измерительными (например, с помощью лупы), а измерения осуществляются средствами измерений геометрических величин.

Внутритрубное диагностирование – вид технического диагностирования, состоящий из комплекса работ, обеспечивающих получение информацию о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении, с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат	Определения, обозначения, сокращения,нормативно техническая документация	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Калагин К.Т.				ДР	3	178
Руковод.		Рудаченко А.В.				НИ ТПУ Группа 3-2Б5А		
Консульт.								
Рук. ООП.		Брусник О.В.						

неразрушающего контроля, для выявления на основе этой информации наличия и характера дефектов.

Внутритрубный инспекционный прибор – устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

Исполнитель технического диагностирования – организация, принявшая на себя обязательства по проведению работ по техническому диагностированию на объекте.

Капиллярный контроль – метод неразрушающего контроля, использующий возможности проникновения специальных жидкостей в несплошности на поверхности объекта контроля в целях их обнаружения.

Радикационный контроль – вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации и анализе ионизирующего излучения после его взаимодействия с объектом контроля.

Наружное диагностирование трубопровода – техническое диагностирование, проводимое с наружной поверхности трубопровода без введения оборудования в полость трубопровода.

Неразрушающий контроль – контроль соответствия параметров технических устройств, материалов, изделий, деталей, узлов, сварных соединений требованиям нормативных документов, при котором не разрушается пригодность объекта контроля к применению и эксплуатации.

Средства очистки и диагностики – устройства, перемещаемые внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, предназначенные для выполнения очистки или технического диагностирования трубопровода.

Ультразвуковой контроль – акустический метод неразрушающего контроля, использующий для обнаружения дефектов упругие волны ультразвукового диапазона, вводимые в изделие и отражающиеся от дефектов или рассеивающиеся в них.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативно техническая документация	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		4

Сокращения:

ВИК – визуальный и измерительный контроль;
ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;
ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд;
ВРЧ- временная регулеровка чувствительности;
ВТД – внутритрубное диагностирование;
ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;
ЛНК- лаборатория неразрушающего контроля;
ЛЧ – линейная часть;
ЛЭП- линия электро передач;
НД- нормативный документ;
НК – неразрушающий контроль;
НТД- нормативно-техническая документация;
ОК – объект контроля;
ПАЭ – преобразователи акустической эмиссии;
ПВК – проникающие вещества контроль (капиллярный);
ПТД- производственно-техническая документация;
ПТС – параметры технического состояния;
ПЭП – пьезоэлектрический преобразователь;
ПЭП- пьезо-электрический преобразователь;
СО- стандартный образец;
СОД – средство очистки и диагностирования;
СОП- стандартный образец предприятия;
УЗК – ультразвуковой контроль;
УШС- универсальный шаблон сварщика;
ЭМАП- электромагнитный-акустический преобразователь;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативно техническая документация	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		5

Нормативно-техническая документация

EN 13018:2001. Европейский стандарт. Неразрушающий контроль. Визуальный контроль. Часть 1. Общие принципы.

ГН 2.2.5.552-96. Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.

ГОСТ 18353-79. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.

ГОСТ 24034-80. Контроль неразрушающий радиационный. Термины и определения.

ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.

ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.

ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ Р 54907-2012 Техническое диагностирование. Основные положения.

ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

ГОСТ Р 54907-2012 Техническое диагностирование. Основные положения.

ГОСТ Р 12.1.019-2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативно техническая документация	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		6

Оглавление

Введение.....	10
1.Территориально-климатические особенности Западно-Сибирского региона.	13
1.1 Территориальные особенности региона	13
1.1.2 Способы прокладки промысловых трубопроводов.	14
1.2 Климатические особенности региона	17
2. Технологическая часть	19
2.1 Классификация дефектов	19
2.2 Комплексное техническое диагностирование	22
2.2.1.Операционный контроль при строительно-монтажных работах.....	23
2.2.3.Техническое диагностирование линейной части законченных строительством.....	26
3. Неразрушающий контроль. (НК).....	27
3.1 Классификация методов неразрушающего контроля.....	29
(по ГОСТ 18353-79).....	29
3.2 Область аттестации в соответствии с ПБ 03-440-02 (Приложение 1)	30
3.3. Технология визуального и измерительного контроля.....	32
3.3.1 Общие требования	32
3.3.2 Требования к средствам визуально-измерительного контроля	33
3.3.3 Требования к подготовке поверхности.....	35
2.2.2Порядок выполнения визуально-измерительного контроля сварных соединений.....	36
3.3.5 Примеры условного обозначения дефектов.....	38
3.4. Капиллярный контроль (ПВК).....	38
3.4.1 Общие положения.....	38
3.4.2. Требования к средствам капиллярного контроля.....	39
3.4.3 Требования к подготовке поверхности.....	40
3.4.4.Методика проведения капиллярного контроля	41
3.5.Технология проведения радиографического контроля трубопроводов.	47
3.5.1 Общие положения.....	47
3.5.2 Рентгенографический метод.....	48
3.5.3 Гаммаграфический метод	50
3.5.4 Требования к средствам радиографического контроля	52
3.5.5 Параметры радиографического контроля	53

					Оглавление	Лис
						7
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

3.5.6 Методика контроля, фото-обработка и расшифровка снимков	62
3.6. Технология проведения ультразвукового контроля	65
3.6.1 Общие положения	65
3.6.2 Требования к средствам ультразвукового контроля	66
3.6.3 Требования к состоянию поверхности при ультразвуковом контроле	74
3.6.4 Настройка ультразвукового дефектоскопа	74
3.6.5 Проведение контроля	84
3.7 Диагностирование линейной части трубопроводов	94
3.7.1 Методы и технические средства внутритрубной диагностики трубопроводов	94
3.7.2 Контроль с применением внутритрубной диагностики	95
3.7.3 Внутритрубные дефектоскопы	96
3.7.4 Ультразвуковые снаряды-дефектоскопы	97
3.7.5 Магнитные снаряды-дефектоскопы	103
3.7.6 Комбинированные снаряды-дефектоскопы	108
3.7.7 Магнитоакустические дефектоскопы	108
4. Расчетная часть	114
4.1 Расчет коэффициента надежности по назначению трубопровода для Западно-Сибирского региона	114
4.2 Условия проведения диагностирования	119
4.3 Расчет минимальной толщины стенки трубопровода при отбраковке	120
4.4 Определение мероприятий по устранению выявленных дефектов	123
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	126
5. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	126
5.1. Потенциальные потребители результатов исследования.	126
5.2. Анализ конкурентных технических решений.	127
5.3 SWOT-анализ.	129
5.4 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.	133
6. Планирование научно-исследовательских работ	133
6.1. Структура работ в рамках научного исследования.	133
6.2. Определение трудоемкости выполнения работ.	134
6.3. Разработка графика проведения научного исследования.	135

					Оглавление	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		8

6.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	138
6.5. Расчет материальных затрат НТИ.	139
6.6. Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.....	140
6.7 Основная заработная плата исполнителей темы.....	141
6.8 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	143
6.9 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	144
6.10 Накладные расходы.....	145
6.11 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта....	145
6.12. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	146
7. Социальная ответственность	150
7.1 Введение.....	150
7.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	150
7.2.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	150
7.2.2 Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам	151
7.2.3 Искусственное освещение	151
7.2.4 Социальная защита работников	151
7.3 Производственная безопасность.....	152
7.3.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	153
7.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	159
7.4.1 При ведении работ в холодное время года на открытом воздухе и в неотапливаемых помещениях.....	161
7.4.2 Радиационная безопасность.....	163
7.4.3 Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.....	165
7.5 Экологическая безопасность.....	166
7.5.2 Воздействие объекта на литосферу.....	168
7.5.3 Воздействие предприятия на атмосферу.....	168
7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	168
Заключение	171
Список использованных источников	173

Введение

Актуальность: Промысловые трубопроводы являются важнейшей составной частью нефтегазовой отрасли, поскольку осуществляют транспорт продукции, добываемой из нефтяных и газовых скважин, до пунктов переработки и доведения нефти и газа до товарных характеристик. В связи с этим промысловые трубопроводы подвержены большему негативному влиянию, чем магистральные трубопроводы, вследствие непосредственного контакта металла трубы с вредными примесями (сероводород, оксиды азота, диоксид серы и другие), содержащимися в сырой нефти и в неочищенном природном газе. Они способствуют развитию коррозионных процессов, что уменьшает надежность промыслового трубопровода и увеличивает вероятность возникновения аварийной ситуации.

В настоящее время число аварий и инцидентов на промысловых трубопроводах неуклонно растет, что связано со старением трубопроводного фонда и отсутствием средств у предприятий на проведение капитальных ремонтов. Основными проблемами при авариях на нефтепроводах являются проведение мероприятий по ликвидации аварийных разливов нефти, рекультивация загрязненных нефтью земель и земляных амбаров, при авариях на газопроводах – эмиссия природного газа. В результате аварийные ситуации приводят не только к экономическим потерям предприятий, но и загрязнению окружающей среды. Для обеспечения эксплуатационной надежности и эффективности промысловой системы трубопроводов производят техническое диагностирование с применением наземных методов неразрушающего контроля, внутритрубной дефектоскопии, мобильных роботов и иных методов. Техническое диагностирование позволяет выявить дефекты, определить срок безаварийной эксплуатации трубопроводов, остаточный ресурс безопасной работы системы в целом и дать объективную

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат			
Разраб.		Калагин К.Т.			Введение	Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.					10
Консульт.							178
Рук. ООП.		Брусник О.В.				НИ ТПУ Группа 3-2Б5А	

оценку фактического технического состояния. При определении метода для проведения контроля специалисты столкнулись с рядом проблем.

Промысловые системы трубопроводы в большинстве своем выполнены из труб, диаметр которых не превышает 230мм и длина которых не более 50 км. В последнее время все большее применение находят трубопроводы, выполненные из полимерных материалов, и стальные трубопроводы, имеющие внутренние вставки из неметаллических материалов, что ограничивает применение магнитных методов контроля.

Расположение основной части фонда трубопроводов методом подземной прокладки ограничивает проведение диагностики традиционными контактными методами неразрушающего контроля. При обследовании надземных промысловых трубопроводов возникает необходимость в удалении теплоизоляционного покрытия, что увеличивает стоимость диагностирования и трудоемкость проводимых работ. Применение внутритрубой дефектоскопии с использованием внутритрубных инспекционных снарядов на промысловых трубопроводах осложнено из-за отсутствия камер пуска и приема средств очистки и диагностики, небольшого диаметра промысловых трубопроводов (до 230 мм) и невозможности обеспечения тщательной очистки и подготовки внутренней полости трубопровода для беспрепятственного пропуска снарядовдефектоскопов с получением достоверных результатов.

Внутритрубное диагностирование газопроводов ограничивает использование традиционного ультразвукового метода контроля, поскольку ультразвуковые волны не проходят через воздушный зазор. Более того, не всегда удается получить высокоточные и достоверные результаты о состоянии трубопровода в связи с ограниченным диапазоном выявляемых дефектов дефектоскопов и применяемых методов. Этот факт вынуждает проведение повторного запуска внутритрубного инспекционного снаряда или дополнительного дефектоскопического контроля с использованием традиционных методов контроля, что приводит к высоким затратам времени

					Введение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		11

и средств. Для обеспечения 100 % внутритрубное диагностирование промышленных трубопроводов необходимо комбинирование нескольких методов неразрушающего контроля, что успешно реализовано в мобильных робототехнических системах. Робототехнические комплексы способны самостоятельно перемещаться по трубопроводам различного диаметра с возможностью преодоления тройников и разветвителей как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскости. Устройства оснащаются модулями, обнаруживающими дефекты несколькими методами неразрушающего контроля для максимальной достоверности. Робототехнические системы оборудуются средствами регистрации пройденного расстояния, определения собственного положения и записи этих данных вместе с информацией о дефектах. Введение устройств в трубопровод и его извлечение наружу осуществляется через люк-лаз, технологический рез или обратный клапан и производится в одной и той же точке, чтобы избежать необходимости шурфовки в нескольких местах.

Создание мобильных робототехнических систем для диагностики технического состояния и проведения неразрушающего контроля внутри промышленных трубопроводов - одно из направлений развития современной робототехники. Прогрессивные устройства и новые методы мониторинга позволяют предотвратить возникновение аварийных ситуаций при эксплуатации системы промышленных трубопроводов и обеспечить безопасность транспорта добываемого сырья, что является актуальным в настоящее время.

					Введение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		12

1. Территориально-климатические особенности Западно-Сибирского региона

1.1 Территориальные особенности региона

Месторождения находится на полуострове Ямал на севере Западной Сибири, с запада омывается Карским морем (в том числе его Байдарацкой губой), с востока — Обской губой. На севере от полуострова, за нешироким проливом Малыгина, находится остров Белый.

Сухопутная граница полуострова начинается от устьевого створа реки Байдараты в Байдарацкой губе и проходит до створа мыса Салемал (на правом берегу Оби, расположен на 8 км выше мыса Толстый Нос). Между этими конечными точками граница идет по водоразделу речных систем Байдараты и Ензорьяхи, Большой Хатыты и восточной части бассейна реки Щучьей. На территории полуострова располагаются: целиком бассейны рек Ензорьяхи, Хадытаяхи, Янготаяхи, Ханавейяхи, Ядаяходьяхи, приустьевая часть бассейна реки Щучьей с притоками — реками Тандоваяха, Тарседаяха, Хэяха^[5]. Рельеф Ямала исключительно ровный, перепады высот не превышают 90 м. Средняя высота полуострова около 50-ти метров.

В основании Ямала залегает плита эппалеозойской платформы с мезокайнозойским осадочным чехлом. Выступов кристаллического фундамента не наблюдается. На Ямале сосредоточено много месторождений природного газа, в основном расположенных на юге и западном побережье полуострова. Разведанные запасы газа на 2009 год составляют 16 трлн м³.

Более 80 % территории имеет избыточное и достаточное увлажнение, поэтому здесь много полноводных рек (бассейн Оби) и очень велика степень заболоченности территории.

Болотами занято около 40 % территории региона, в отдельных районах

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат			
Разраб.	Калагин К.Т.				Территориально-климатические особенности Западно-Сибирского региона	Лит.	Лист
Руковод.	Рудаченко А.В.						13
Консульт.						НИ ТПУ Группа 3-2Б5А	
Рук. ООП.	Брусник О.В.						
							Листов
							178

Западной Сибири (Среднеобская низменность, Васюганская равнина, Кондинская низменность) заболоченность достигает 70–80 %. Заболоченности территории способствуют плоский низменный рельеф центра и севера региона, относительно малое испарение и распространение многолетней мерзлоты. Сильная заболоченность территории крайне затрудняет прокладку трубопровода и освоение месторождений нефти и газа. Во многих районах передвигаться по суше можно только зимой, когда болота замерзают.

1.1.2 Способы прокладки промысловых трубопроводов.

В настоящее время существуют несколько принципиально разных способов прокладки промысловых трубопроводов: подземная, наземная и надземная (рисунок 1.1). Выбор той или иной схемы определяется условиями строительства и принимается исходя из технико-экономического обоснования. [2]



Рисунок 1.1 – Способы прокладки трубопроводов

Подземные схемы прокладки (рисунок 1.2) являются наиболее распространенными. Эти схемы предусматривают прокладку трубопровода на глубину, которая будет значительно превышать диаметр трубопровода. Так, на непахотных землях вне постоянных проездов заглубление трубопроводов

до верха трубы должно быть не менее 0,8 м при диаметре менее $D_n = 1000$ мм и не менее 1,0 м при диаметре $D_n = 1000$ мм и более. [2]

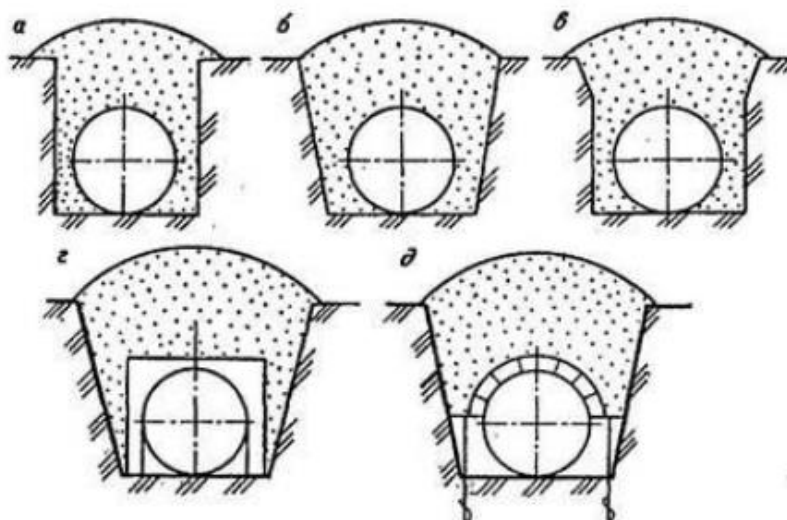


Рисунок 1.2 - Схемы подземной прокладки трубопровода:
а - прямоугольная форма траншеи; б - трапециевидальная форма траншеи; в - смешанная форма траншеи; г - укладка с балластировкой седловидными пригрузами; д - укладка с использованием винтовых анкеров для закрепления против всплывтия

При подземной прокладке достигается отсутствие воздействия солнечной радиации и атмосферных осадков на трубопровод, стабильные температурные условия нахождения трубопровода, максимальная механизация всех видов работ, не загромождается территория. Строительство в вечномерзлых, скальных и болотистых грунтах весьма неэкономично, в связи с высокой стоимостью земляных работ. Кроме того, на участках с высоким уровнем грунтовых вод требуются дополнительные затраты на балластировку трубопроводов. Наземные схемы прокладки используются, как правило, в сильно обводненных и заболоченных районах, при очень малой несущей способности верхнего слоя грунта, например, солончаковых грунтах, и высоком уровне грунтовых вод. При наземной прокладке верхняя образующая трубопровода должна располагаться выше отметок дневной поверхности, а нижняя образующая ниже, на уровне или выше дневной поверхности. [1]

Рекомендуется проектировать прокладку трубопровода в неглубокую траншею глубиной 0,4 – 0,8 м с дальнейшим сооружением насыпи необходимых размеров. Это осуществляется для уменьшения объема насыпи и увеличения устойчивости трубопровода в горизонтальной плоскости.

Основным достоинством наземной схемы прокладки трубопровода является уменьшение стоимости производства работ в связи с сокращением объема земляных работ. Однако при наземной прокладке наблюдается слабая устойчивость грунта насыпи и необходимость устройства большого числа водопропускных сооружений. Надземную прокладку трубопровода рекомендуют применять в горных районах, болотистых и пустынных местностях, а также в районах распространения многолетней мерзлоты и при переходе через естественные и искусственные препятствия.

При осуществлении данной прокладки, земляные работы сводятся к минимуму, пропадает необходимость в дорогостоящей пригрузке и устройстве защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов. Но так же надземная прокладка обладает рядом недостатков: необходимостью устройства большого количества опор, загроможденность территории и значительное влияние суточных и сезонных колебаний температуры на работу трубопровода. [2]

В условиях болотистой местности трубопроводы прокладывают в осушенных или неосушенных траншеях и на опорах (песчаных подушках, фашинных туюфках, сваях и т. п.).

В осушенных траншеях трубы после укладки пригружают железобетонными грузами или закрепляют металлическими анкерами, которые завинчивают пневматическими ключами в плотный грунт.

В неосушенных траншеях специальные агрегаты, размещенные на катамаране, который передвигается по траншее вдоль закрепляемого трубопровода, завинчивают одновременно по два анкера (с обеих сторон трубопровода).

					Территориально-климатические особенности Западно-Сибирского региона	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		16

В торфяных болотах с достаточной несущей способностью грунтов трубопроводы прокладывают в траншеях на песчаной подушке или песчаной насыпи. На них укладывают трубопровод и присыпают его сверху грунтом.

При меньшей несущей способности и большей влажности торфа применяют фашинные тюфяки шириной около 5 м. По тюфяку отсыпают песчаную подушку высотой 0,5...0,6 м, на нее укладывают трубопровод и засыпают слоем песка толщиной 0,7... 1 м.

Через четыре — шесть месяцев, после просадки всей возведенной на болоте конструкции, трубопровод подключают к действующей магистрали.

Когда материковые породы залегают глубоко, трубопроводы прокладывают открыто на железобетонных свайных опорах. Копры для забивки свай и другие механизмы устанавливают на специальных тракторах.

Прокладывать трубы на заболоченных участках трассы экономически более выгодно в зимних условиях.

1.2 Климатические особенности региона

Климат региона – субарктический. На климат полуострова Ямал оказывают влияние теплые воздушные массы, идущие с Атлантического океана, и холодные, поступающие из полярных регионов. Это приводит к большому разбросу температур и многообразию ветров, а в результате столкновения этих масс выпадает большое количество осадков, имеют место снежные бураны и оледенения береговой зоны. Самыми холодными месяцами на Ямале являются январь, февраль и март со среднемесячными температурами минус 24-26°C, самыми теплыми – июль и август со среднемесячными температурами плюс 5-6°C. Для метеостанции Тамбей среднее число дней в году с температурой ниже нуля составляет двести пятьдесят восемь дней. Самая высокая температура, зарегистрированная здесь, достигала плюс 30°C, а самая низкая – минус 50°C. Лето – короткое и прохладное, в ночной период температура часто опускается до минусовой

					Территориально-климатические особенности Западно-Сибирского региона	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		17

отметки. Самый теплый месяц – август, когда максимальная температура воздуха составляет плюс 9-11°C [40].

На полуострове Ямал зимой преобладают южные и юго-восточные ветры и преимущественно северные – летом. Самая ветреная погода наблюдается осенью и зимой. В это время была зарегистрирована максимальная скорость ветра 110 км/час. Летом максимальная скорость ветра может достигать 70 км/час, что наблюдается примерно раз в пятьдесят лет. Максимальная скорость ветра над Карским морем зарегистрирована на уровне 140 км/час, что может на короткий период создать проблемы для судоходства. Снежный покров на участках водоразделов незначительный (0,4 м), в более низких участках рельефа он составляет свыше 2-3 м. Постоянный снежный покров устанавливается в октябре, таяние снега начинается в июне.

Среднегодовое количество осадков – 320-350 мм, в основном осадки выпадают в период июнь – сентябрь. Полуостров Ямал является северо-западной окраиной Западно-Сибирской плиты. Его территория расположена за Полярным кругом, в Ямало-Ненецком автономном округе. Протяженность полуострова с севера на юг от мыса Скуратова до пос. Панаевск составляет около 700 км, а с запада на восток в средней, наиболее широкой его части – около 250 км.

Территория полуострова представляет собой относительно плоскую низменную равнину. Особенности строения и литологии Ямала отражают смену периодов трансгрессии или регрессии моря и эрозионных врезов. На большей части полуострова рельеф имеет ступенчатое строение, понижаясь от центра к периферии. Междуречные равнины имеют абсолютные отметки от 45-60 до 80-90 м. [40]

Осваиваемая территория характеризуется опасными геокриологическими, гидрогеологическими и термодинамическими процессами, которые следует учитывать в процессе обустройства и разработки месторождений.

					Территориально-климатические особенности Западно-Сибирского региона	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		18

2. Технологическая часть

2.1 Классификация дефектов

Под дефектом промышленного трубопровода понимается отклонение геометрии стенки трубы и сварного шва, ухудшение качества материала трубы, не соответствующее допустимым значениям нормативно-технических документов и возникающее в процессе изготовления трубы, строительстве или его эксплуатации, а также недопустимые конструктивные детали, установленные на трубопроводы и обнаруживаемые методами внутритрубной дефектоскопии, традиционными методами неразрушающего контроля.

По геометрическим размерам дефекты классифицируют на: Макродефекты – дефекты значительных размеров, которые могут быть обнаружены различными методами НК и большинством дефектоскопов; Микродефекты – дефекты малых размеров, которые могут быть обнаружены лишь с применением современных дефектоскопических приборов. [43]

По влиянию дефектов на напряженно-деформированное состояние объекта различают:

Классические дефекты;
Трещиноподобные дефекты.

В зависимости от происхождения и причин образования выделяют

- Металлургические (производственно-технологические) дефекты;
- Строительные дефекты;
- Эксплуатационные дефекты.

В зависимости от необходимости применения определенных методов НК различают:

- Поверхностные (явные) дефекты;
- Внутренние (скрытые) дефекты

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат	Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Калагин К.Т.					19	17878
Руковод.		Рвдаченко А.В.				НИ ТПУ Группа 3-2Б5А		
Консульт.								
Рук. ООП.		Брусник О.В.						

С точки зрения ремонтпригодности выделяют:

- Исправимые дефекты –дефекты, устранение которых технически возможно и экономически рационально;
- Неисправимые – дефекты, устранение которых связано с существенными затратами или невозможно.

По степени влияния на работоспособность трубопровода различают дефекты:

- Значительные – эксплуатация объекта возможна при существенном влиянии дефекта;
- Критические – эксплуатация объекта невозможна.

Дефекты трубопроводов, обнаруживаемые при диагностировании, по характеру проявления подразделяют на:

- Технологические дефекты – дефекты, возникающие в результате строительно-монтажных и ремонтных работ;
- Эксплуатационные дефекты – дефекты, возникающие в процессе эксплуатации после некоторой наработки [6].

Дефекты труб делятся на следующие группы:

- дефекты геометрии трубы;
- дефекты сварного шва;
- дефекты стенки трубы;
- комбинированные дефекты;
- недопустимые конструктивные элементы.

Дефекты геометрии трубы – дефекты, связанные с изменением формы трубы. К ним относятся:

Вмятина - уменьшение проходного сечения трубы без излома оси нефтепровода, которое произошло в результате поперечного внешнего механического воздействия.

Гофр – местное уменьшение проходного сечения трубы, которое произошло из-за потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода, сопровождающееся поперечными выпуклостями и

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		20

вогнутостями стенки.

Сужение (овальность) - уменьшение проходного сечения трубы, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности.

К дефектам стенки трубы относятся:

Потеря металла — изменение номинальной толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утонением в результате механического и коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления;

Риска (царапина, задир) — потеря металла, являющаяся результатом взаимодействия стенки трубопровода с твердым телом при их взаимном перемещении;

Расслоение — несплошность металла стенки трубопровода;

Расслоение с выходом на поверхность (закат) — расслоение с выходом на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы;

Расслоение в околошовной зоне — расслоение, располагающееся непосредственно возле сварного шва;

Трещина — дефект, представляющий собой узкий разрыв металла стенки трубы.

Потери металла различают на:

Объединенная потеря металла – это группа из двух и более коррозионных дефектов, объединенных в единый дефект, если расстояние между соседними дефектами меньше или равно значения 4-х толщин стенки трубы в районе дефектов.

Одиночная потеря металла – это один дефект потери металла, расстояние от которого до ближайших потерь металла превышает значение 4-х толщин стенки трубы в районе дефекта. [3]

Дефекты сварного соединения — это дефекты непосредственно в сварном шве или в околошовной зоне. К дефектам сварного шва относятся: трещины, шлаковые включения, непровары, поры, подрезы, несплавления и др.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		21

Трещина, непровар, несплавление – дефекты в виде несплошности металла по сварному шву, которые по данным ВИП идентифицируются как «несплошность плоскостного типа» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

Смещение кромок – несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок свариваемых труб в стыковых сварных соединениях.

«Аномалия» сварных швов – это поры, шлаковые включения, подрез, наплывы, отклонения размеров шва от требований нормативных документов, а также дефекты, которые невозможно однозначно классифицировать по данным ВТД.

Косой стык – сварное стыковое соединение трубы с трубой (с катушкой, с соединительной деталью), в котором продольные оси труб расположены под углом друг к другу.

Комбинированными дефектами являются различные комбинации нескольких видов дефектов.

2.2 Комплексное техническое диагностирование

Техническим диагностированием трубопровода называется процесс определения его фактического технического состояния с определенной точностью. Проведение технического диагностирования начинается с определения целей и задач.

Техническое диагностирование проводится в целях обеспечения безопасности, поддержания надежности, определения фактического технического состояния трубопроводов, предупреждения отказов, возможности их дальнейшей эксплуатации на проектных технологических режимах, для расчета допустимого давления и продления срока службы трубопроводов в процессе эксплуатации. [4]

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		22

Основными задачами технического диагностирования промышленных трубопроводов являются:

- контроль фактического технического состояния;
- контроль состояния охранной зоны и зоны безопасности;
- поиск и классификация дефектов, прогноз их развития;
- определение предельно допустимого рабочего давления на дефектных участках [19]

2.2.1.Операционный контроль при строительно-монтажных работах

Операционный контроль должен осуществляться при выполнении производственных операций или строительно-монтажных работ и обеспечивать своевременное выявление дефектов и причин их возникновения, а также своевременное принятие мер по их устранению и предупреждению.

Основные рабочие документы при операционном контроле качества - схемы операционного контроля, разрабатываемые в составе проектов производства работ. При операционном контроле должен проверяться:

- соблюдение заданной в проектах производства работ технологии выполнения строительных процессов;
- соответствие выполняемых работ рабочим чертежам, строительным нормам и правилам производства работ, и стандартам.

Операционный контроль должен выполняться производителями работ и мастерами, а самоконтроль - исполнителями работ. К операционному контролю надлежит также привлекать строительные лаборатории и геодезические службы. Основными методами операционного контроля по неразрушающему контролю является визуальный и измерительный контроль, радиационный контроль, ультразвуковой контроль, геодезический контроль.

Технический надзор заказчика контролирует качество строительных материалов, оборудования и выполненных строительно-монтажных работ, их соответствие проектам, сметам, СНиПу и государственным стандартам.

					Технологическая часть	Лис
						23
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Работники технического надзора заказчика несут ответственность за плохое качество работ, принятых от строителей, несвоевременное оформление актов на скрытые работы и систематически фиксируют в журналах работ свои замечания по качеству выполненных работ. Без подписи заказчика "К производству работ" рабочие чертежи считаются недействительными.

В целях осуществления технического надзора застройщик (заказчик) может выполнять: проверку наличия у исполнителя работ документов о качестве (сертификатов в установленных случаях) на применяемые им материалы, изделия и оборудование, документированных результатов входного контроля и лабораторных испытаний; контроль соблюдения исполнителем работ правил складирования и хранения применяемых материалов, изделий и оборудования; при выявлении нарушений этих правил представитель технадзора может запретить применение неправильно складированных и хранящихся материалов; контроль соответствия выполняемого исполнителем работ операционного контроля указанным требованиям; контроль наличия и правильности ведения исполнителем работ исполнительной документации, в том числе оценку достоверности геодезических исполнительных схем выполненных конструкций с выборочным контролем точности положения элементов; контроль за устранением дефектов в проектной документации, выявленных в процессе строительства, документированный возврат дефектной документации проектировщику, контроль и документированная приемка исправленной документации, передача ее исполнителю работ; контроль исполнения исполнителем работ предписаний органов государственного надзора и местного самоуправления; контроль соответствия объемов и сроков выполнения работ условиям договора и календарному плану строительства; оценку (совместно с исполнителем работ) соответствия выполненных работ, конструкций, участков инженерных сетей, подписание двухсторонних актов, подтверждающих соответствие; контроль за выполнением исполнителем работ требования о недопустимости выполнения последующих работ до

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		24

подписания указанных актов; заключительную оценку (совместно с исполнителем работ) соответствия законченного строительством объекта требованиям законодательства, проектной и нормативной документации. Для осуществления технического надзора застройщик (заказчик), при необходимости, может сформировать службу технического надзора, обеспечив ее проектной и необходимой нормативной документацией, а также контрольно-измерительными приборами и инструментами.

2.2.2. Государственный строительный надзор

В соответствии со ст.54 ГрК РФ и Положением об осуществлении государственного строительного надзора в Российской Федерации, государственный строительный надзор осуществляется при строительстве, реконструкции объектов капитального строительства, а также при их капитальном ремонте, если при его проведении затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности объектов.

В предмет государственного строительного надзора входит проверка соответствия выполняемых работ требованиям технических регламентов, иных нормативных правовых актов и проектной документации.

Проверке подлежит соблюдение:

а) при строительстве - требований к осуществлению подготовки земельного участка и выполнению земляных работ, работ по монтажу фундаментов, конструкций подземной и надземной частей, сетей инженерно-технического обеспечения (в том числе внутренних и наружных сетей), инженерных систем и оборудования;

б) при реконструкции - требований к выполнению работ по подготовке объекта капитального строительства для реконструкции, работ по усилению и (или) монтажу фундамента и конструкций подземной и надземной частей, изменению параметров объекта капитального строительства, его частей и качества инженерно-технического обеспечения;

в) при капитальном ремонте - требований к выполнению работ по подготовке объекта капитального строительства для капитального ремонта,

					Технологическая часть	Лис
						25
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

ремонтно-восстановительных работ, включая работы по усилению фундамента и замене конструкций подземной и надземной частей, сетей инженерно-технического обеспечения (в том числе внутренних и наружных сетей), инженерных систем и оборудования.

2.2.3. Техническое диагностирование линейной части законченных строительством.

При техническом диагностировании по завершении строительно-монтажных работ до ввода в эксплуатацию, а также участков с заменой труб после капитального ремонта, рекомендуется выполнять:

- очистку полости трубопровода;
- контроль геометрических параметров с применением профиломеров и калибровочных устройств;
- электрометрическое диагностирование (электрометрия) состояния изоляционного покрытия;
- пневмоиспытания трубопровода
- гидроиспытания трубопровода

Внутритрубойной дефектоскопии линейной части с помощью внутритрубных инспекционных приборов (при наличии в проектной документации).

Контроль геометрических параметров участков линейной части, рекомендуется производить путем пропуска профиломера после засыпки трубопровода (для трубопроводов надземной прокладки - после крепления на опорах).

					Технологическая часть	Лис
						26
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

3. Неразрушающий контроль. (НК)

Неразрушающим контролем занимаются специальные лаборатории которые оснащены всем необходимым материалом и аппаратурой для проведения НК. Лаборатория должна быть аттестована в соответствии с "Правилами аттестации и основными требованиями к лабораториям неразрушающего контроля «ПБ 03-372-00» согласно регламентированным Письмом Госгортехнадзора России № 02-35/213 от 27 июня 2001 г. [35]

Работы по НК выполняются при наличии свидетельства об аттестации лаборатории в соответствующей области аттестации. Так же все сотрудники лаборатории неразрушающего контроля (далее ЛНК) должны быть аттестованы согласно с ПБ 03-440-02.

Физические методы неразрушающего контроля (методы НК) обладают наибольшими функциональными возможностями из всех известных методов проверки качества, применяемых при производстве строительно-монтажных работ. В связи с этим методы НК являются самой массовой технологической операцией в настоящее время. Аттестация по неразрушающему контролю является важной процедурой для нормальной и эффективной работы всего персонала.

В процессе производства работ на площадке строительства необходима постоянная проверка рабочих процессов методами неразрушающего контроля. Так же важно своевременно получать информацию о работоспособности и надежности оборудования и материалов. Основной способ это сделать – провести неразрушающий контроль и техническую диагностику. [37]

Специалисты осуществляющие неразрушающий контроль должны быть аттестованы в соответствии с Правилами аттестации персонала в области неразрушающего контроля (ПБ 03-440-02), которые были утверждены

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат	Неразрушающий контроль	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Калагин К.Т.					27	17878
Руковод.		Рудаченко А.В.				НИ ТПУ Группа 3-2Б5А		
Консульт.								
Рук. ООП.		Брусник О.В.						

постановлением Госгортехнадзора России от 23.01.02 № 3, зарегистрированным Минюстом России 17.04.02 г., регистрационный № 3378.

Аттестация специалистов в области неразрушающего контроля проводится в целях подтверждения их компетентности и предоставления права на выполнение работ по одному или нескольким методам неразрушающего контроля.

Аттестация специалистов НК обязательна для организаций, которые осуществляют деятельность по неразрушающему контролю на опасных производственных объектах и организаций, проводящих аттестацию в области неразрушающего контроля. ПБ 03-440-02 устанавливают порядок аттестации персонала, выполняющего неразрушающий контроль технических устройств, зданий и сооружений на опасных производственных объектах при изготовлении, строительстве, монтаже, ремонте, реконструкции, техническом диагностировании, эксплуатации, согласно Перечня объектов контроля и Перечня методов контроля. Процедура аттестации по неразрушающему контролю предусматривает три (**I, II, III**) уровня квалификации специалистов. Специалист, аттестуемый по одному из трех уровней, должен иметь общее образование, теоретическую и практическую подготовку по неразрушающему контролю и стаж работы по неразрушающему контролю.

Специалисты I уровня квалификации ведут работу по контролю конкретной продукции без выдачи заключения о качестве объекта. Специалист I уровня не несет ответственности за выбор метода контроля, аппаратуры и режимов ее работы.

Специалисты II уровня квалификации выполняют контроль и оценку качества продукции, руководят работой специалиста I уровня квалификации, дают заключение о качестве объекта по результатам контроля, выполненного специалистом I уровня квалификации, ведут подготовку специалистов I уровня квалификации, участвуют в аттестации специалистов I и II уровней квалификации, разрабатывают технологические карты контроля в соответствии с действующими нормативно - техническими документами по

					Неразрушающий контроль	Лис
						28
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

контролю конкретной продукции в рамках своей квалификации, проводят инспекционный контроль продукции, проконтролированной специалистами I и II уровней квалификации, клеймят и маркируют детали, прошедшие контроль.

Специалисты III уровня квалификации выполняют контроль и оценку качества продукции, руководят работой специалистов I и II уровней квалификации, дают заключение о качестве продукции по результатам контроля, выполненного специалистом I уровня квалификации, ведут подготовку специалистов I, II и III уровней квалификации, участвуют в аттестации специалистов I, II и III уровней квалификации, разрабатывают методики и технологические карты контроля в соответствии с действующими нормативно - техническими документами по контролю конкретной продукции в рамках своей квалификации, согласовывают технологические карты, разработанные специалистами II уровня, проводят инспекционный контроль продукции, проконтролированной специалистами I и II уровней квалификации. [37]

3.1 Классификация методов неразрушающего контроля (по ГОСТ 18353-79)

Зависимо от физических явлений, положенных в основу неразрушающего контроля, различают девять основных его видов:

- радиоволновой метод;
- электрический;
- акустический метод;
- вихретоковый метод;
- магнитный;
- тепловой;
- радиационный метод неразрушающего контроля;

					Неразрушающий контроль	Лис
						29
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

- проникающими веществами;
- Визуальный и измерительный контроль. [5]

3.2 Область аттестации в соответствии с ПБ 03-440-02 (Приложение 1)

1. Объекты котлонадзора:

- 1.1. Паровые и водогрейные котлы.
- 1.2. Электрические котлы.
- 1.3. Сосуды, работающие под давлением свыше 0,07 МПа.
- 1.4. Трубопроводы пара и горячей воды с рабочим давлением пара более 0,07 МПа и температурой воды свыше 115°C.
- 1.5. Барокамеры.

2. Системы газоснабжения (газораспределения):

- 2.1. Наружные газопроводы.
 - 2.1.1. Наружные газопроводы стальные.
 - 2.1.2. Наружные газопроводы полиэтиленовые.
- 2.2. Внутренние газопроводы стальные.
- 2.3. Детали и узлы, газовое оборудование.

3. Подъемные сооружения:

- 3.1. Грузоподъемные краны.
- 3.2. Подъемники (вышки).
- 3.3. Канатные дороги.
- 3.4. Фуникулеры.
- 3.5. Эскалаторы.
- 3.6. Лифты.
- 3.7. Краны-трубоукладчики.
- 3.8. Краны-манипуляторы.
- 3.9. Платформы подъемные для инвалидов.
- 3.10. Крановые пути.

					Неразрушающий <i>лист</i> № контроль	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		30

4. Объекты горнорудной промышленности:

4.1. Здания и сооружения поверхностных комплексов рудников, обогатительных фабрик, фабрик окомкования и аглофабрик.

4.2. Шахтные подъемные машины.

4.3. Горно-транспортное и горно-обогатительное оборудование.

5. Объекты угольной промышленности:

5.1. Шахтные подъемные машины.

5.2. Вентиляторы главного проветривания.

5.3. Горно-транспортное и углеобогатительное оборудование.

6. Оборудование нефтяной и газовой промышленности:

6.1. Оборудование для бурения скважин.

6.2. Оборудование для эксплуатации скважин.

6.3. Оборудование для освоения и ремонта скважин.

6.4. Оборудование газонефтеперекачивающих станций.

6.5. Газонефтепродуктопроводы.

6.6. Резервуары для нефти и нефтепродуктов.

7. Оборудование металлургической промышленности:

7.1. металлоконструкции технических устройств, зданий и сооружений.

7.2. Газопроводы технологических газов.

7.3. Цапфы чугуновозов, стальковшей, металлоразливочных ковшей.

8. Оборудование взрывопожароопасных и химически опасных производств:

8.1. Оборудование химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, работающих под давлением до 16 МПа.

8.2. Оборудование химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, работающих под давлением свыше 16 МПа.

8.3. Оборудование химических, нефтехимических и

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		31

нефтеперерабатывающих производств, работающих под вакуумом.

8.4. Резервуары для хранения взрывопожароопасных и токсичных веществ.

8.5. Изотермические хранилища.

8.6. Криогенное оборудование.

8.7. Оборудование аммиачных холодильных установок.

8.8. Печи.

8.9. Компрессорное и насосное оборудование.

8.10. Центрифуги, сепараторы.

8.11. Цистерны, контейнеры (бочки), баллоны для взрывопожароопасных и токсичных веществ.

8.12. Технологические трубопроводы.

9. Объекты железнодорожного транспорта:

9.1. Подвижной состав и контейнеры, предназначенные для транспортирования опасных веществ.

9.2. Железнодорожные подъездные пути.

10. Объекты хранения и переработки зерна:

10.1. Воздуходувные машины (турбокомпрессоры воздушные, турбовоздуходувки).

10.2. Вентиляторы (центробежные, радиальные, ВВД).

10.3. Дробилки молотковые, вальцовые станки, энтолейторы.

11. Здания и сооружения (строительные объекты):

11.1. Металлические конструкции;

11.2. Бетонные и железобетонные конструкции;

11.3. Каменные и армокаменные конструкции. [37]

3.3. Технология визуального и измерительного контроля

3.3.1 Общие требования

Требования данного раздела разработаны на основании положений РД 03-606-03 и распространяются на визуальный и измерительный контроль

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		32

сварных соединений трубопроводов, металлоконструкций и РВС.

Визуальный контроль выполняется после сварки для:

- проверки соответствия геометрических параметров сварных соединений требованиям нормативно-технической и проектной документации;
- обнаружения видимых нарушений качества сварки: поверхностных трещин, пор, шлаковых и металлических включений, прожогов, свищей, наплывов металла, усадочных раковин, подрезов, грубой чешуйчатости шва, непроваров, оплавлений металла в результате зажигания сварочной дуги и прочих дефектов.

Визуальный и измерительный контроль сварных соединений выполняют до проведения контроля другими методами неразрушающего контроля, а также после устранения дефектов при этом контролируется 100% длины шва.

Визуальный и измерительный контроль сварных соединений и зон ремонта, выполненного с применением сварки и подлежащего термической обработке, следует проводить как до, так и после указанной обработки. [8]

Недопустимые дефекты, выявленные при ВИК и не требующие применения сварки для их устранения, должны быть устранены до выполнения последующей операции.

По результатам контроля составляется заключение в соответствии с формой НТД. В заключении указывается возможность (необходимость) проведения неразрушающего контроля шва магнитопорошковым, ультразвуковым и радиографическим методами. [7]

3.3.2 Требования к средствам визуально-измерительного контроля

Визуальный и измерительный контроль проводят невооруженным глазом и (или) с применением визуально-оптических приборов до 20-кратного увеличения (луп, микроскопов, эндоскопов, зеркал и др.). При контроле материала и сварных соединений (наплавки) при изготовлении (строительстве, монтаже, ремонте и реконструкции) технических устройств и сооружений используют лупы с 2-7-кратным увеличением.

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		33

При визуальном и измерительном контроле применяют:

- лупы, в т.ч. измерительные;
- линейки измерительные металлические, рулетки;
- штангенциркули, штангенрейсмасы и штангенглубиномеры;
- щупы;
- угломеры с нониусом;
- стенкомеры и толщиномеры индикаторные;
- микрометры;
- нутромеры микрометрические и индикаторные;
- эндоскопы;
- шаблоны, в том числе специальные и универсальные (например, типа

УШС), радиусные, резьбовые и др. [7,8]

Допускается применение других средств визуального и измерительного контроля, при условии наличия соответствующих инструкций методик их применения.

Погрешность измерений линейных размеров не должна превышать величин, указанных в таблице 2, если в ПТД не предусмотрены более жесткие требования.

Таблица 2– Допустимая погрешность измерений

Диапазон измеряемой величины, мм	Погрешность измерений,
До включительно 0,5 мм	0,1
Свыше 0,5 до 1,0 включительно	0,2
Свыше 1,0 до 1,5 включительно	0,3
Свыше 1,5 до 2,5 включительно	0,4
Свыше 2,5 до 4,0 включительно	0,5
Свыше 4,0 до 6,0 включительно	0,6
Свыше 6,0 до 10,0 включительно	0,8
Свыше 10,0	1,0

Измерительные приборы и инструменты должны периодически, а также после ремонта проходить поверку и калибровку в метрологических службах в

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		34

сроки, установленные эксплуатационной документацией на соответствующие приборы, инструменты и действующей НД. [7,8]

Освещенность контролируемых поверхностей в соответствии с ГОСТ 23479-79 должна быть не менее: 500 лк при общем освещении лампами накаливания, 1000 лк при общем освещении разрядными лампами, 3000 лк при комбинированном освещении разрядными лампами и лампами накаливания.

Проверка уровня освещенности на рабочих местах при проведении ВИК производится люксметром не реже 1 раза в смену, а также при изменении уровня освещенности (замене источника света). [38]

3.3.3 Требования к подготовке поверхности

При визуальном и измерительном контроле сварных соединений контролируемая зона должна включать в себя поверхность металла шва, а также примыкающие к нему участки основного металла и составлять не менее в обе стороны от шва, но не менее толщины стенки свариваемой детали. 20 мм

Перед проведением визуального и измерительного контроля поверхность объекта в зоне контроля подлежит зачистке от ржавчины, окалины, грязи, краски, масла, влаги, нефтепродуктов, шлака, брызг расплавленного металла, продуктов коррозии и других загрязнений, препятствующих проведению контроля. Зона зачистки должна быть указана в НД на вид работ или на изготовление изделия. [12]

Очистка контролируемой поверхности производится абразивно-струйной обработкой, металлическими щетками, напильниками, шаберами, шлифмашинами с круглыми металлическими щетками. и промывкой растворителями. При механической очистке толщина стенки контролируемого изделия не должна уменьшаться за пределы минусовых допусков и не должны возникать недопустимые, согласно НД, дефекты (риски, царапины и др.).

Шероховатость зачищенных под визуальный контроль поверхностей околошовной зоны не должна превышать Ra 12,5 (Rz 80). Если следующие после ВИК операции требуют более высокой степени очистки, следует выполнять очистку поверхности в соответствии с этими требованиями. Для

					Неразрушающий контроль	Лис
						35
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

определения степени зачистки поверхности следует применять профилографы-профилометры, аттестованные образцы шероховатости (сравнения), а также другие средства измерения. [8]

Подготовка контролируемых поверхностей проводится службами организации, строящей или реконструирующей контролируемый объект.

Перед началом контроля несмываемым маркером нанести на очищенную поверхность трубы точку начала отсчета и направление отсчета координаты. Данную маркировку следует использовать при УЗК, РК и капиллярном контроле. [12]

2.2.2 Порядок выполнения визуально-измерительного контроля сварных соединений.

Подготовка места производства работ проводится перед началом выполнения ВИК. При мониторинге трубопровода в процессе его эксплуатации необходимо обеспечить удобный подход специалистов к месту контроля для достаточного обзора глаза. Поверхность, подлежащая контролю, рассматривается под углом не менее 30° к плоскости объекта контроля и с расстояния до 0,6 м (рисунок 2). Перед проведением ВИК контролируемого участка трубопровода должна быть обеспечена освещенность не менее 160 люкс для обзорного визуального контроля и не менее 500 люкс для локального визуального контроля. В противном случае необходимо использовать вспомогательные источники света для получения требуемой освещенности.



Рисунок 2 – Условия проведения ВИК

Высота и ширина сварного шва должна измеряться не реже, чем через один метр по длине соединения, но не менее чем в 3-х сечениях, равномерно

					Неразрушающий контроль	Лис
						36
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

расположенных по длине шва. [8]

Измерение глубины западений между валиками при условии, что высоты валиков отличаются друг от друга, выполняют относительно валика, имеющего меньшую высоту. Аналогично определяют и глубину чешуйчатости валика (по меньшей высоте двух соседних чешуек).

Измерительный контроль сварных соединений (высота и ширина сварного шва, размеры катетов угловых швов, западания между валиками, чешуйчатость шва, выпуклость и вогнутость корневого шва, величину перелома осей соединяемых цилиндрических элементов, форму и размеры грата и т.д.) следует выполнять на участках шва, где допустимость этих показателей вызывает сомнение по результатам визуального контроля, если в НД и ПТД не содержится других указаний. [7]

Выпуклость (вогнутость) стыкового шва оценивается по максимальной высоте (глубине) расположения поверхности шва от уровня расположения наружной поверхности деталей. В том случае, когда уровни поверхностей деталей одного типоразмера (диаметр, толщина) отличаются друг от друга, измерения следует проводить относительно уровня поверхности детали, расположенной выше уровня поверхности другой детали. [12]

При сварке деталей с различной толщиной стенки и уровень поверхности одной детали превышает уровень поверхности второй детали, оценку выпуклости (вогнутости) поверхности шва выполняют относительно линии, соединяющей края поверхности шва в одном сечении (см. рисунок 4).

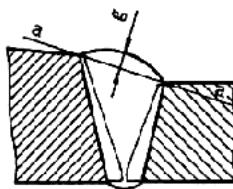


Рисунок 4 – Измерение выпуклости (вогнутости) стыкового шва (g) разнотолщинных деталей

Данный метод НК имеет ряд значительных *преимуществ*:

- Простота и удобство контроля;
- Малая трудоемкость;

					Неразрушающий контроль	Лис
						37
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

- Низкая стоимость вспомогательного оборудования;
- Высокая скорость проведения контроля.

Недостатками ВИК являются:

- Низкая достоверность результатов и субъективность;
- Ограниченность лишь видимой частью объекта исследования;
- Влияние человеческого фактора на результат контроля.

Несмотря на существенные недостатки, данный метод контроля является первичным и позволяет определять крупные дефекты на стадии строительства трубопроводов, их эксплуатации и непосредственно в процессе комплексной технической диагностики.

3.3.5 Примеры условного обозначения дефектов.

AB-100-20 - усадочная раковина на расстоянии от начала отсчета, протяженность – . Дефект недопустим. 100 мм 20 мм

Fc-150-35 - подрез на расстоянии от начала отсчета, протяженность дефекта – . Дефект допустим. 100 мм 35 мм

Fc-210-180/300/5 - подрез на расстоянии от начала отсчета, суммарная протяженность дефектов – на участке , количество дефектов на участке – 5 штук. Дефект недопустим. 210 мм 180 мм 300 мм

Fd-180-4 – смещение кромок на расстоянии от начала отсчета, величина смещения – . Дефект недопустим. [8] 180 мм 2 мм

3.4. Капиллярный контроль (ПВК)

3.4.1 Общие положения

Требования данного раздела разработаны на основании положений ГОСТ 18442-80* и распространяются на капиллярный контроль сварных соединений (и их участков после ремонта) трубопроводов. Капиллярный метод контроля предназначен для обнаружения поверхностных (выходящих на поверхность) и сквозных дефектов типа трещин, подрезов, несплавлений, незаваренных кратеров, прожогов, неметаллических включений, расслоений и т.п. и определения их расположения, протяженности и ориентации по

					Неразрушающий контроль	Лис
						38
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

поверхности. Капиллярным методом, в соответствии с настоящим стандартом, выявляют дефекты минимальным размером (шириной раскрытия) от 1 до 10 мкм, что соответствует II классу чувствительности по ГОСТ 18442-80*. [17]

Примечание - Выявление неглубоких дефектов с раскрытием более не гарантируется. 0,5 мм

Основанием для проведения капиллярного контроля является Заключение по результатам ВИК.

3.4.2. Требования к средствам капиллярного контроля

Дефектоскопические материалы используются в виде наборов, включающих:

- индикаторный пенетрант;
- очиститель объекта контроля от пенетранта;
- проявитель индикаторного следа дефекта.

Для контроля сварных соединений рекомендуется применять готовые дефектоскопические наборы в аэрозольных упаковках.

Допускается применение индикаторных пенетрантов следующих типов:

- цветные пенетранты, содержащие краситель с характерным цветовым фоном (обычно красным);
- люминесцентные пенетранты с примесями, люминесцирующими под воздействием ультрафиолетового излучения.

Для осмотра объектов контроля и поиска индикаторного рисунка несплошностей рекомендуется применять лупы двух и более кратного увеличения. [18]

Для изучения индикаторного следа несплошности, его формы и размеров необходимо использовать лупы или оптические приборы с 20-кратным и более увеличением. При необходимости подогрева контролируемой поверхности применяются промышленный фен или другие нагревательные устройства.

Перед каждым проведением контроля в обязательном порядке дефектоскопические материалы подвергают проверке. Проверка пригодности

					Неразрушающий контроль	Лис
						39
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

и проверка чувствительности дефектоскопических материалов проводится на стандартных образцах предприятия. СОП должны иметь дефекты типа трещин с раскрытиями, соответствующими требуемой чувствительности. [12]

Для проверки чувствительности используются два СОП:

- рабочий СОП, предназначенный для проверки капиллярных наборов на пригодность;
- СОП для контрольной проверки материалов в случае неудовлетворительных результатов, полученных на рабочем образце.

Дефектоскопический набор отбраковывается, если он показывает неудовлетворительный результат на рабочем и на контрольном образце.

СОП должны быть калиброваны. Калибровка СОП должна проводиться не реже 1 раза в 3 года. Каждый СОП должен быть промаркирован и иметь паспорт.

Паспорт СОП должен содержать:

- фотографию образца с выявленными несплошностями;
- размеры несплошностей (ширина раскрытия, глубина, длина);
- заключение об уровне чувствительности;
- сведения о наборе дефектоскопических материалов, с помощью которых производился контроль;
- результаты переаттестации;
- условия хранения. [17]

3.4.3 Требования к подготовке поверхности

Контролируемая зона сварного соединения, должна включать сварной шов, а также примыкающие к нему обеих сторон участки основного металла шириной не менее четырех толщин стенки свариваемых деталей. К контролируемой поверхности должен быть обеспечен доступ, необходимый для нанесения индикаторного пенетранта, его удаления, нанесения проявителя и визуального осмотра индикаторного следа. Шероховатость контролируемой поверхности не должна превышать Ra6,3 (Rz 40) при условии отсутствия при контроле окрашенного фона. Шероховатость определяется измерителем

					Неразрушающий контроль	Лис
						40
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

шероховатости или сравнением с аттестованными образцами шероховатости.

На контролируемой поверхности не должно быть следов масел, пыли и других загрязнений.

Температура контролируемого объекта и индикаторного пенетранта должна находиться в пределах, указанных в технической документации на данный дефектоскопический материал и объект контроля.[18]

3.4.4.Методика проведения капиллярного контроля

Перед началом контроля специалист, осуществляющий контроль, должен:

– ознакомиться с результатами предшествующего контроля в соответствии с результатами ВИК;

– убедиться в отсутствии недопустимых наружных дефектов.

Перед проведением капиллярного контроля необходимо:

– проверить дефектоскопические материалы на их пригодность;

– подготовить рабочее место для проведения контроля;

– подготовить поверхности контролируемого объекта к контролю.

Подготовка рабочего места для проведения контроля заключается в обеспечении доступа к контролируемому объекту, включая установку подмостков, установку переносных осветительных приборов и устройств подогрева воздуха, монтаж укрытий (при необходимости). Подготовку рабочего места проводит производитель работ. [12]

Подготовка поверхности контролируемого объекта производится в следующем порядке:

– зачистить поверхность контролируемого объекта от следов коррозии, загрязнений и др. путем механической обработки, обеспечивающей шероховатость (чистоту) контролируемой поверхности. Зачистку выполнить механическим способом с применением машин шлифовальных с металлическими щетками, напильников, шаберов и т.п.;

При проведении контроля капиллярными методами, на предварительно очищенную от грязи, пыли, ржавчины, лакокрасочных покрытий поверхность

					Неразрушающий контроль	Лис
						41
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

ОК (1) (рисунок 5, а) наносят индикаторный пенетрант (3) (рисунок 5, б), который способен проникать в дефекты (2) с присущим ему характерным цветовым тоном или люминесцирующий под действием ультрафиолетового излучения. Спустя определенное время, избыток пенетранта удаляют с поверхности ОК при помощи очистителей (рисунок 5, в). Следующим этапом является нанесение проявителя на ОК (4) (рисунок 5, г), который поднимает оставшийся в поверхностном дефекте пенетрант на поверхность (5). В результате пенетрант расплывается над дефектным участком, образуя индикаторный след определенной ширины. [18]

Этот след можно увидеть, пользуясь специальными приборами, или невооруженным глазом. Образующиеся индикаторные следы могут люминесцировать в ультрафиолетовых лучах или имеют окраску, вызываемую избирательным поглощением (отражением) части падающих на них световых лучей.

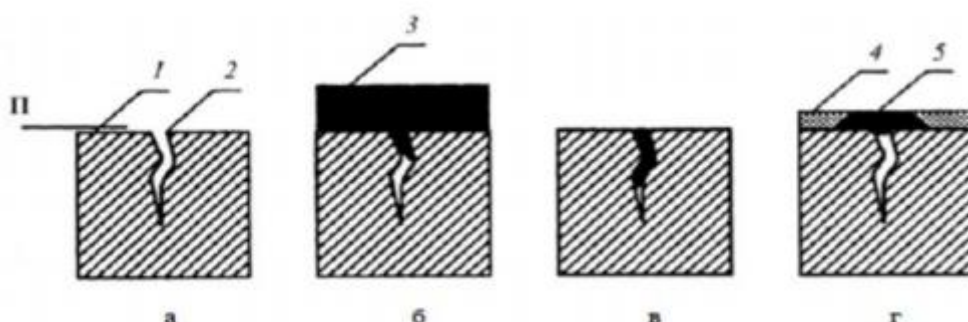


Рисунок 5 – Процесс обнаружения дефектов капиллярным методом контроля
 а) 1 – контролируемая поверхность ОК с трещиной, П – поверхность ОК, 2 – дефект;
 б) поверхность после нанесения пенетранта, 3 – пенетрант; в) трещина с оставшимся после очистки пенетрантом; г) поверхность после нанесения проявителя, 4 – проявитель - пенетранта, 5 – извлеченный пенетрант

Результат контроля оценивается визуально и может быть задокументирован с помощью фото- и видеоаппаратуры или перенесен на клейкую пленку (рисунок 6).

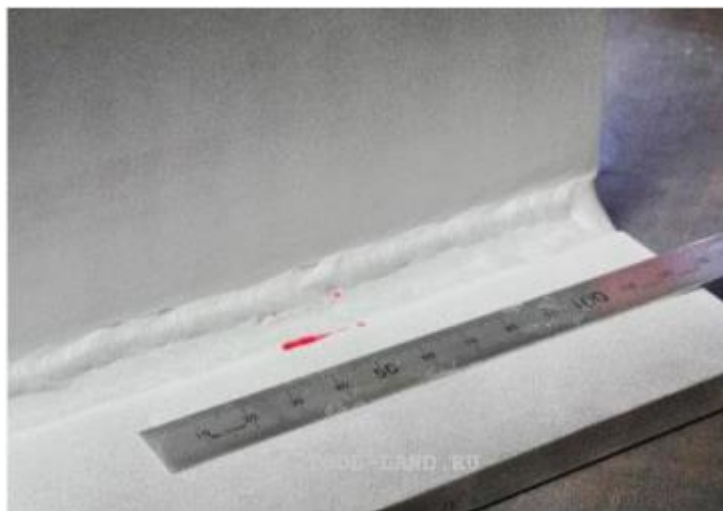


Рисунок 6 – Обнаружение дефекта применением капиллярной дефектоскопии

Примечание - Если следующие после ПВК операции требуют более высокой степени очистки, следует выполнять очистку поверхности в соответствии с этими требованиями.

Контроль сварного шва следует проводить последовательно, по участкам, длина которых в зависимости от диаметра изделия составляет:

- до – для изделий с диаметром не более ;700 мм1020 мм
- до – для изделий диаметром и выше.1000 мм1020 мм

При контроле по участкам, их длина и площадь устанавливаются так, чтобы не допускать высыхания индикаторного пенетранта. Площадь контролируемого участка не должна превышать 0,6-. Удаление избытка индикаторного пенетранта производится с помощью соответствующего очистителя. Интенсивность удаления избытка пенетранта и время контакта очистителя с поверхностью должны быть минимальными, чтобы исключить вымывание пенетранта из несплошностей. Общее время удаления избытка пенетранта с поверхности и до нанесения проявителя устанавливается требованиями сопроводительной документации на используемый набор. [17]0,8 м²

Полнота удаления избытка индикаторного пенетранта определяется визуально до полного отсутствия окрашенного фона – при протирке поверхности белой сухой безворсовой хлопчатобумажной тканью, на ней должны отсутствовать окрашенные следы пенетранта. Жидкий проявитель

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		43

наносится тонким равномерным слоем с помощью аэрозольного баллона сразу после удаления с контролируемой поверхности избытков пенетранта. По одному и тому же месту контролируемого участка струя проявителя должна проходить только один раз, обеспечивая постоянную толщину наносимого слоя. Не допускаются проблески непокрытого металла, подтеки и наплывы проявителя. Сушку проявителя следует проводить за счет естественного испарения или обдувом подогретым воздухом с температурой $(60 \pm 10)^\circ\text{C}$ (если иное не предусмотрено требованиями сопроводительной документации на контроль).

При контроле в условиях низких температур для сушки дополнительно могут быть применены отражательные электронагревательные приборы.

В процессе проведения контроля необходимо поддерживать температуру поверхности контролируемого соединения в пределах от плюс 10 до плюс 40°C. [17]

Осмотр контролируемой поверхности проводится 2 раза: сразу после высыхания проявителя и через 20 минут после первого осмотра. Осмотр производится визуально или с применением лупы и вспомогательных устройств. Обнаружение дефекта проводится визуально при естественном или искусственном освещении по яркому цветному индикаторному следу, образуемому на белом фоне проявителя. Нормы освещенности при использовании люминесцентных методов проникающих растворов (люминесцентного, люминесцентно-цветного) и фильтрующихся суспензий: флуоресцентного и флуоресцентно-цветного указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Нормы освещенности при проведении капиллярного контроля

Класс чувствительности	Уровень ультрафиолетовой облученности		Освещенность, Лк, при использовании цветных (Ц) и яркостных (Я) методов для ламп			
			люминесцентных		накаливания	
	отн. ед.	мкВт/см ²	комбинированная	общая	комбинированная	общая
II	300±100	3000±1000	2500	70	2000	500

По результатам осмотра производят идентификацию выявленных дефектов контролируемого объекта.

					Неразрушающий контроль	Лис
						44
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Индикаторные следы при наличии дефектов на контролируемой поверхности подразделяются на две группы:

- протяженные – индикаторные следы с отношением его максимальной длины к максимальной ширине более 3 (трещины, подрезы, резкие западания металла шва, близко расположенные поры и др.);
- непротяжённые – индикаторный след с отношением его максимальной длины к максимальной ширине не превышает 3 (поры, шлаковые включения и др.). [12]

Нарушения сплошности, расстояния между краями которых меньше протяженности наименьшего из них, оцениваются как один дефект. Идентификация дефектов при капиллярном контроле может проводиться как по индикаторным следам, так и по фактическим характеристикам выявленных несплошностей после удаления проявителя в зоне зафиксированных индикаторных следов.

Примечания

1. При капиллярном контроле существует вероятность возникновения ложных индикаторных следов, которые могут быть ошибочно идентифицированы как дефекты. Причинами их возникновения могут быть, например:

- незначительные повреждения поверхности объекта – дефекты с размерами менее нормируемых (риски, заусенцы, особенно смятые), скопления (цепочки) забоин, следы коррозии;
- изменения микрорельефа и формы контролируемой поверхности, обусловленные особенностями их конструкции или технологией изготовления, наплавки в сварных швах, уступы при величине западаний между смежными валиками > 1 мм, следы протяжек и др.;
- загрязнения поверхности – следы покрытий, окрашенные волокна ворсистой ветоши; следы высохшей проникающей жидкости при плохой промывке поверхности от пенетранта, следы от соприкосновения с обезжиренной поверхностью пальцев рук или загрязненных перчаток.

2. При выявлении мест с ложными следами, индикаторный след удалить и провести визуальный осмотр поверхности с применением лупы.

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		45

3. В сомнительных случаях провести контроль повторно. Если индикаторный след отсутствует или меняет форму и местоположение, то такую индикацию следует считать случайной (ложной) и при оценке качества не учитывать.

Достоинства капиллярного метода контроля:

- Высокие чувствительность и разрешающая способность;
- Относительно высокая достоверность контроля и наглядность его результатов;
- Возможность контроля деталей разной степени сложности, а также широких зон деталей в один прием;
- Возможность точно устанавливать место, направление, протяженность и иногда характер дефекта;
- Простота методики проведения контроля;
- Низкая стоимость используемых приборов и дефектоскопических материалов.

Недостатки методов КМК:

- высокая трудоемкость контроля при отсутствии механизации;
- возможность обнаружения только поверхностных дефектов;
- большая длительность процесса (до 0,5-1,5 ч);
- необходимость удаления лакокрасочных покрытий и тщательной предварительной очистки контролируемых деталей;
- зависимость от условий окружающей среды;
- вредность некоторых дефектоскопических материалов для персонала и необходимость использования защитных приспособлений и вентиляции;
- субъективность контроля, зависимость достоверности результатов от квалификации контролера;
- ограниченный срок хранения дефектоскопических материалов, зависимость их свойств от продолжительности хранения и температуры среды.

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		46

3.5.Технология проведения радиографического контроля трубопроводов.

3.5.1 Общие положения

Радиационный контроль – это вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации и анализе ионизирующего излучения после его взаимодействия с объектом контроля. Данный контроль применяют для выявления в основном металле труб и сварных соединениях трещин, непроваров, пор, шлаковых, вольфрамовых, окисных и других включений.

Радиационный контроль позволяет обнаруживать трещины, несплошности металла и инородные включения на полученном снимке. [15]

При прохождении через изделие ионизирующее излучение поглощается и рассеивается. Степень ослабления зависит от толщины δ и плотности ρ контролируемого объекта, а также интенсивности M и энергии E излучения.

При наличии в веществе внутренних дефектов размером $\Delta\delta$ изменяются интенсивность и энергия пучка излучения. На рис. видно, что засветка детектора (более темный участок) происходит больше в том месте, куда попало больше квантов ионизирующего излучения (в месте дефекта). [15]

Согласно источнику, методы радиационного контроля различаются способами детектирования дефектоскопической информации и делятся на радиографические, радиоскопические, и радиометрические (рисунок 7).

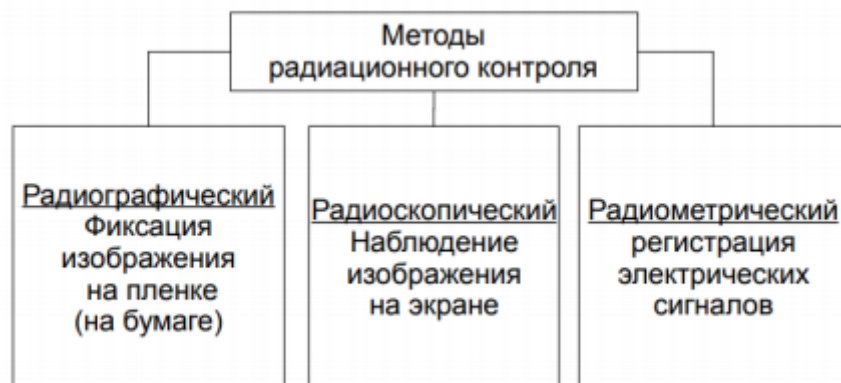


Рисунок 7 - Классификация методов радиационного контроля

Радиографические методы преобразуют результаты контроля в радиографический снимок или производят запись полученного изображения

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		47

на запоминающем устройстве. Является наиболее распространённым из-за простоты предоставляемых результатов и фиксации обнаруженного дефекта на пленке. [14]

Радиографические методы подразделяются на пленочную радиографию и ксерорадиографию (электрорадиографию). В радиоскопическом методе (радиационной интроскопии) радиационное изображение ОК преобразуется в изображение на экране радиационно-оптического преобразователя с одновременным анализом полученного изображения. Повышенная достоверность является главным достоинством данных методов, однако наблюдается несколько меньшая чувствительность контроля по сравнению с радиографическими методами. Методы радиометрической дефектоскопии при просвечивании ОК ионизирующим излучением преобразуют результаты контроля в электрические сигналы различной величины и длительности. Данные методы позволяют обеспечить проведение непрерывного контроля объекта, высокую автоматизацию процесса мониторинга и достоверность результатов за счет высокой чувствительности аппаратуры. Основные направления радиационной дефектоскопии – рентгено- и гамма-дефектоскопия. Главным различием между ними является использование разных источников ионизирующих излучений, в остальном данные методы схожи и имеют общую методику проведения диагностирования трубопроводов. [14]

3.5.2 Рентгенографический метод

Наиболее используемым методом радиационного контроля является рентгенографический контроль, при котором генерирование рентгеновского излучения происходит с помощью рентгеновской трубки, в которой излучение возникает при взаимодействии быстрых электронов с атомами вещества анода, а регистрация изображения осуществляется с помощью детектора излучения — на пленке или пластине. [15]

Радиографический контроль сварных соединений при настроенной

					Неразрушающий контроль	Лис
						48
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

аппаратуре проводится достаточно просто :

1. На первом этапе изделие подготавливают к просвечиванию, для чего нужна очистка поверхности от шлака и других лишних предметов;
2. Затем изделие помещается так, чтобы шов находился между излучателем и приемником машины;
3. После этого идет включение лучей аппарата, которые проходят сквозь металл шва и попадают на датчик с другой стороны (рисунок 8);



Рисунок 8 – Принцип действия рентгенографического метода

4. Затем датчик считывает полученную информацию и выводит данные на экран или на специальную пленку, где их можно сохранить для дальнейшего использования (рисунок 9).

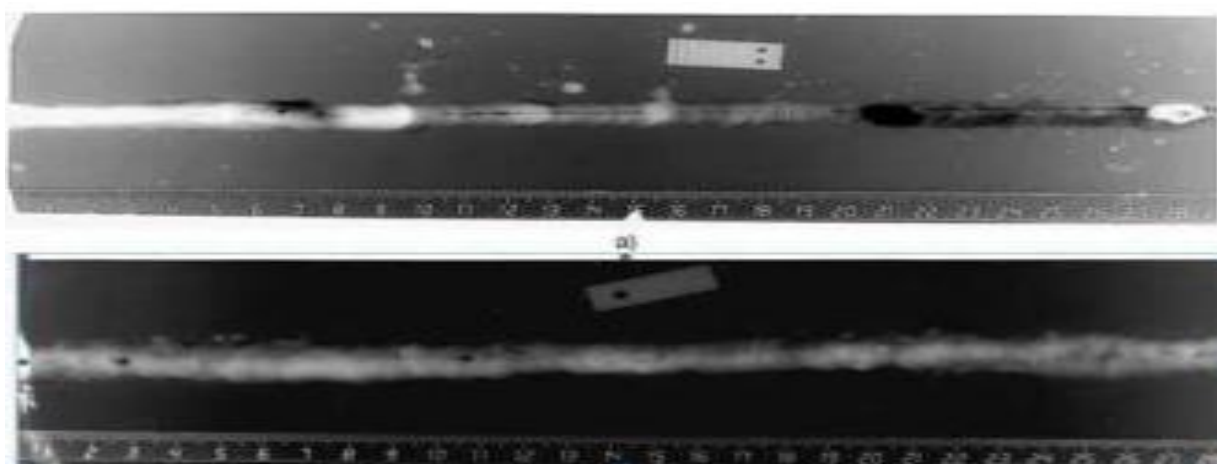


Рисунок 9 – Результаты контроля на пленке

К преимуществам рентгеновских дефектоскопов можно отнести: более высокую мощность и возможность ее регулировки, долговечность, и как

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		49

правило, более резкое и контрастное изображение. Из недостатков стоит выделить высокую стоимость, большие габариты и большую опасность для персонала. Для просмотра радиографических снимков, а также фотопластин и фотопленок используют негатоскопы. Основными его элементами являются корпус, лампы (флюоресцентные, люминесцентные или светодиодные), смотровой экран, пускорегулирующие приспособления и крепежная арматура (рисунок 10). [15]



Рисунок 10 - Негатоскоп Циклоп XRS 80/5

Современные модели негатоскопов могут быть оснащены дополнительными опциями (встроенные системы охлаждения и тепловой защиты, режимы быстрого включения и временного гашения) и/или иметь усиленный функционал. К подобным моделям относится светодиодный негатоскоп Циклоп XRS 80/5, отличающийся повышенной яркостью. [14]

3.5.3 Гаммаграфический метод

При использовании гамма-лучей в качестве ионизирующего излучения используют гамма – дефектоскопы . Хорошо зарекомендовал себя гамма – дефектоскоп Гаммарид 192/120 МД (рисунок 11).

					Неразрушающий контроль	Лис
						50
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		



Рисунок 11 - Гамма – дефектоскоп Гаммарид 192/120 МД

Прибор предназначен для радиографического контроля металла толщиной до 70 мм и сварных соединений с применением источников ионизирующих излучений на основе следующих радионуклидов: Селен-75, Иридий-192 и Кобальт-60. [16]

Гаммарид 192/120 МД обеспечивает панорамное и фронтальное просвечивание. Сравнительно небольшие размер и вес радиационной головки, с возможностью перемещения источника в ампулопроводе делают гаммадефектоскопы исключительно удобными для работы в полевых, труднодоступных и затесненных условиях. Современная система блокировки источника и урановый блок защиты обеспечивают повышенную безопасность эксплуатации дефектоскопов.

Несмотря на то что контроль сварных соединений рекомендуется проводить именно рентгеновскими аппаратами, которые по сравнению с гамма-дефектоскопами позволяют обеспечить более высокое качество радиографических снимков, у гамма-дефектоскопов так же есть ряд достоинств, среди которых низкая стоимость, меньшие габариты и малый оптический фокус. Основными недостатками являются невозможность регулировки мощности, меньшая контрастность, постепенное затухание активности источника и необходимость его замены. [16]

3.5.4 Требования к средствам радиографического контроля

При радиографическом контроле применяют рентгенографическую пленку или многоразовые запоминающие пластины при использовании цифровой радиографии. Энергия источников гамма-излучения, анодное напряжение на рентгеновской трубке выбираются в зависимости от толщины металла просвечиваемых изделий.

Области применения радиографического метода контроля с использованием рентгеновских аппаратов непрерывного и импульсного действия и закрытых радиоактивных источников излучения представлены в таблице 4. [39]

Таблица 4 – Области применения радиографического метода контроля

Радиационная толщина	Напряжение на рентгеновской трубке	Закрытые радиоактивные
1 – 3	100	Tm ¹⁷⁰ ; Se ⁷⁵ , Ir ¹⁹²
3 – 6	120	
6 – 12	150	
12 – 20	200	
20 – 23	250	Ir ¹⁹² , Cs ¹³⁷ , Co ⁶⁰
23 – 32	300	
32 – 40	400	
40 – 130	1000	

При радиографическом контроле сварных соединений применяются радиографические мелкозернистые технические плёнки чувствительностью не выше 25 1/рентген (обратных рентген) или многоразовые запоминающие пластины при условии, что чувствительность получаемых снимков отвечает требованиям.

Для сокращения времени экспозиции радиографические плёнки можно применять с металлическими усиливающими экранами в соответствии с приложением 1 ГОСТ 7512-82*. Схема укладки экранов в кассеты приведена на рисунке 12.

Флуоресцентные и флуорометаллические усиливающие экраны при работе с запоминающими пластинами не применяются.

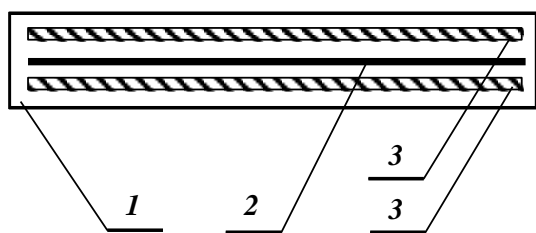


Рисунок 12 – Схема зарядки кассет 1 – кассета; 2 – пленка (запоминающая пластина); 3 – металлические экраны

При использовании металлических усиливающих экранов необходим хороший контакт между пленкой и экранами. Хороший контакт может быть получен при применении рентгеновской пленки в вакуумной упаковке или посредством хорошего прижима в рулоне или в отдельной упаковке. Во всех случаях предпочтение следует отдавать рентгенографическим пленкам в светозащитной упаковке в комбинации с усиливающими металлическими экранами.

Для защиты плёнки от рассеянного излучения рекомендуется со стороны, противоположной от источника излучения, экранировать кассету с плёнкой (или рулонную плёнку в светозащитной упаковке) свинцовыми экранами в соответствии с ГОСТ 7512-82*. [39]

Для проведения радиографического контроля специальной подготовки поверхности не требуется, контролируемая труба должна быть очищена от посторонних предметов, грязи, остатков нефтепродуктов. Необходимо обеспечить беспрепятственный доступ к контролируемому участку с учетом размещения применяемого оборудования.

3.5.5 Параметры радиографического контроля

Кольцевые сварные швы трубопроводов, в которые возможен свободный доступ внутрь, контролируют за одну установку источника излучения по схеме, представленной на рисунке 13 (панорамное просвечивание).

Ии и Ис - источники излучения, расположенные соответственно изнутри и снаружи контролируемой сварной трубной конструкции;

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		53

Пс и Пи – пленки (запоминающие пластины), расположенные соответственно снаружи и внутри контролируемой сварной трубной конструкции.

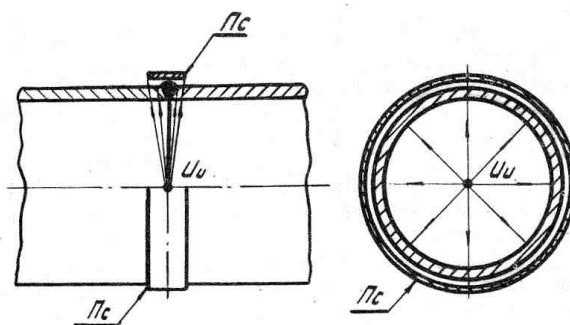


Рисунок 13 – Схема панорамного просвечивания изнутри трубы за одну установку источника излучения

Сварные соединения трубопроводов, к которым невозможен доступ изнутри трубы, контролируются по схемам, представленным на рисунках 13.1-13.3 (фронтальное просвечивание). Просвечивание таких швов осуществляется через две стенки трубы за три и более установок источника ионизирующего излучения. По данной схеме контролируются трубопроводы малого диаметра; сварные стыки захлестов и гарантийные стыки; ремонтные участки сварного соединения. [14]

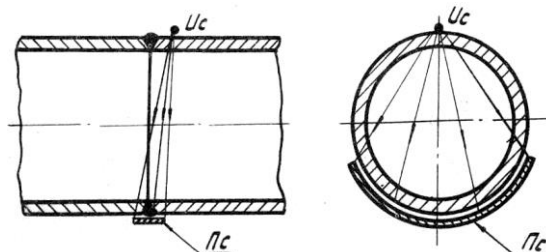


Рисунок 13.1 – Схема фронтального просвечивания через две стенки за три установки источника излучения

Основные параметры просвечивания по схеме, представленной на рисунке 13.1:

- источник излучения располагается непосредственно на трубе;
- угол между направлением излучения и плоскостью сварного соединения не должен превышать 5°;
- фокусное расстояние $F = D$ (D – наружный диаметр трубы);
- минимальное количество экспозиций равно 3. При каждой экспозиции источник излучения смещают на угол не более 120°;

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		54

– максимальный размер фокусного пятна Φ источника излучения не должен превышать:

$$\Phi = \frac{KD}{1.4(D - d)} \quad (1)$$

Где D – наружный диаметр трубы;

d - внутренний диаметр трубы;

K - чувствительность, мм.

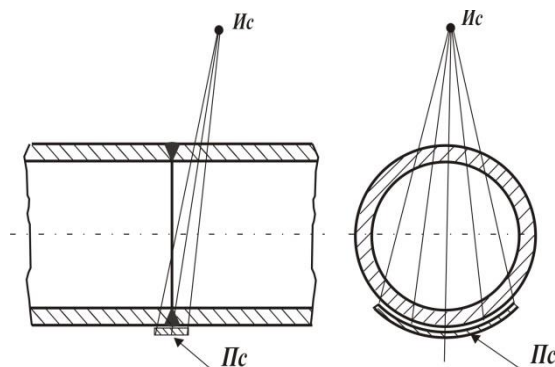


Рисунок 13.2 – Схема фронтального просвечивания через две стенки за четыре и более установок источника излучения

Основные параметры просвечивания по схеме, представленной на рисунке 13.2: [14]

– источник излучения располагается на расстоянии f от поверхности трубы;

– угол между направлением излучения и плоскостью сварного соединения не должен превышать 45°;

– расстояние f от источника излучения до близлежащей поверхности сварного шва не должно быть менее значений, определяемых по формуле:

$$f = 0,5[1,5C(1 - m) - 1]D \quad (2)$$

Где $C = \frac{2\Phi}{K}$ при $\frac{\Phi}{K} \geq 2$ и $C = 4$ при $\frac{\Phi}{K} < 2$;

m - отношение внутреннего и наружного диаметров контролируемого сварного соединения;

D – наружный диаметр трубы;

Φ – максимальный размер фокусного пятна источника излучения.

– количество экспозиций определить по ГОСТ 7512-82*

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		55

При просвечивании «на эллипс» изображение сварного шва проецируется на плоскую кассету в виде эллипса (отчетливо просматриваются верхний и нижний участки сварного шва) (см.рисунок 13.3).

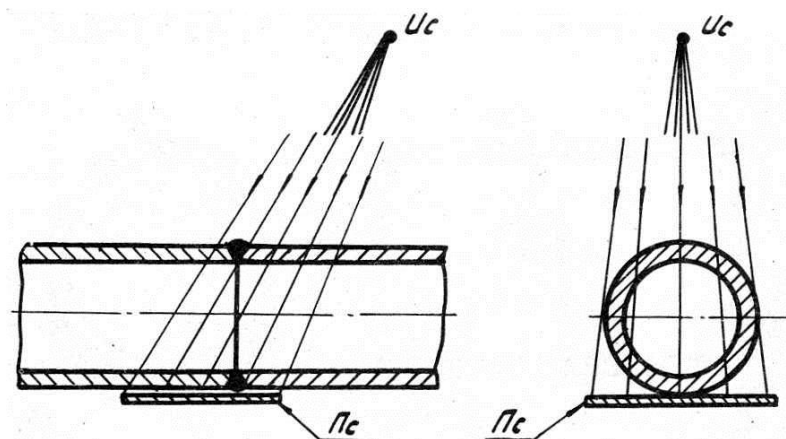


Рисунок 13.3 – Схема фронтального просвечивания кольцевого сварного шва через две стенки на плоскую кассету за две установки источника излучения (схема просвечивания «на эллипс»)

Для получения полной информации о сварном соединении выполняют вторую экспозицию, при которой источник излучения и кассета с пленкой перемещаются на 90° по отношению к их положению на стыке при первой экспозиции (вдоль плоскости сварного шва). [15]

При контроле «на эллипс» следует применять мелкозернистые высококонтрастные радиографические пленки в комбинации со свинцовыми усиливающими экранами.

Основные параметры просвечивания «на эллипс»:

- количество экспозиций – 2;
- просвечивание осуществляется на плоскую кассету;
- расстояние f от источника излучения до близлежащей поверхности сварного шва не должно быть менее значений, определяемых по форме:

$$f = CD(3)$$

$$\text{Где } C = \frac{2\Phi}{K} \text{ при } \frac{\Phi}{K} \geq 2 \text{ и } C = 4 \text{ при } \frac{\Phi}{K} < 2.$$

Смещение источника излучения относительно плоскости сварного шва должно составлять – при просвечивании за две экспозиции ($0,2FF$ – фокусное расстояние).

Стыковые сварные соединения трубопроводов с защитной втулкой следует контролировать через две стенки по схемам, представленным на рисунке 11.6-11.8. При расчете времени экспозиции следует учитывать суммарную радиационную толщину металла трубы и защитной втулки.

Схемы для контроля криволинейных швов (отводы, врезки большого и малого диаметра, тройники и т.п.) представлены на рисунках 13.4 и 13.5.

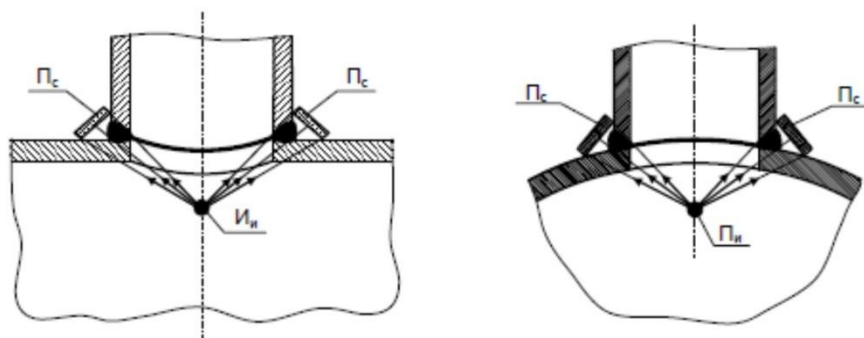


Рисунок 13.4 – Схема просвечивания углового сварного соединения изнутри трубы за одну установку источника излучения

Основные параметры просвечивания по схеме на рисунке 13.4:

- количество экспозиций – 1;
- фокусное расстояние $F = 2/3 dv$ (где dv - диаметр врезки);
- максимальный размер Φ фокусного пятна источника излучения определяется из выражения:

$$\Phi = \frac{Kd_s}{2(D-d_s)}, (4)$$

Основные параметры просвечивания для схемы на рисунке 13.5:

- количество экспозиций может быть выбрано от 4 до 6 в зависимости от соотношения диаметра трубопровода и врезанного в него патрубка;
- фокусное расстояние F и максимальный размер фокусного пятна Φ источника излучения находят из выражения:

$$F/\Phi = 15 b^{2/3}, (5)$$

где b - расстояние в мм от наиболее удаленной от кассеты с пленкой точки контролируемого участка;

- эталоны чувствительности и имитаторы устанавливают так, чтобы их изображение на снимке не накладывалось на изображение сварного шва.

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		57

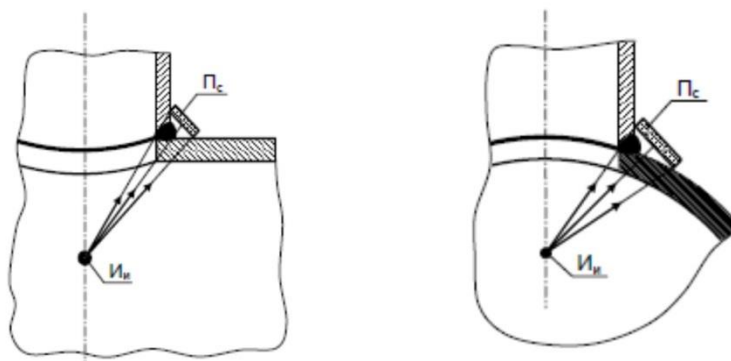
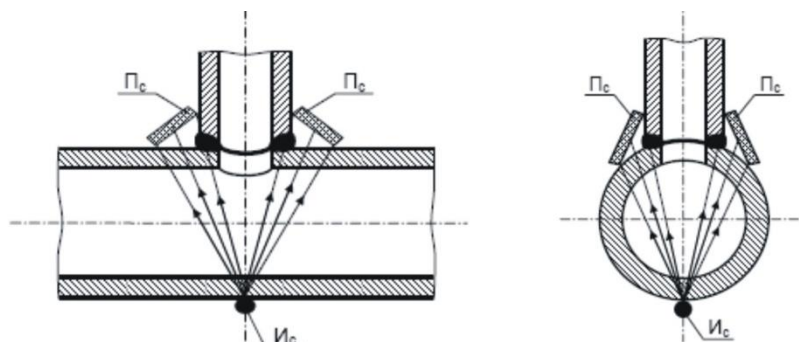


Рисунок 13.5 – Схема просвечивания углового сварного соединения изнутри трубы за одну установку источника излучения

При выборе схемы просвечивания в соответствии с рисунком 13.6 необходимо выдерживать следующие условия просвечивания: [15]

- количество экспозиций – 1;
- фокусное расстояния $F = D_y$ (проходной диаметр);
- соотношение F и Φ определяют из выражения (5);
- рентгенографическую пленку укладывают малыми отрезками, количество которых определяют конкретно для каждой схемы;
- максимальный размер фокусного пятна вычисляют по формуле:



$$\Phi = \frac{KD}{1.4(D-d)} \quad (6).$$

Рисунок 13.6– Схема фронтального просвечивания углового сварного соединения врезок малого диаметра за одну установку источника излучения

Основные параметры просвечивания (см. рисунок 13.7):

- количество экспозиций L определяют из соотношения $L = F/5$;
- фокусное расстояния $F = D_y$ (проходной диаметр);
- соотношение F и Φ определяют из выражения (5).

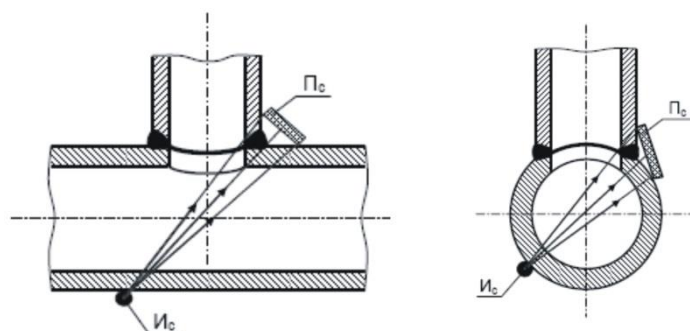


Рисунок 13.7 - Схема фронтального просвечивания углового сварного соединения врезок большого диаметра за несколько установок источника излучения

При просвечивании криволинейных сварных швов врезок (см. рисунок 13.8) источник ионизирующего излучения располагается снаружи трубы. Фокусное расстояние выбирается из соотношения (5) в зависимости от размера активной части источника излучения по ГОСТ 7512-82*. Минимальное количество экспозиций определяется из соотношения $L = F/5$.

Для сварных соединений трубопроводов категорий В, I чувствительность радиографического контроля должна соответствовать классу II (по ГОСТ 7512-82*) и III классу чувствительности для сварных соединений трубопроводов категорий II, III, IV, и не должна превышать значений, приведенных в таблице 5.

Величина оптической плотности в зоне сварного соединения (на сварном шве) согласно ГОСТ 7512-82* должна быть не менее 1,5 Белл. Верхний предел оптической плотности ограничен яркостью свечения негатоскопа.

Для определения чувствительности радиационного контроля используют проволочные, канавочные или пластинчатые эталоны чувствительности по ГОСТ 7512-82*. [15]

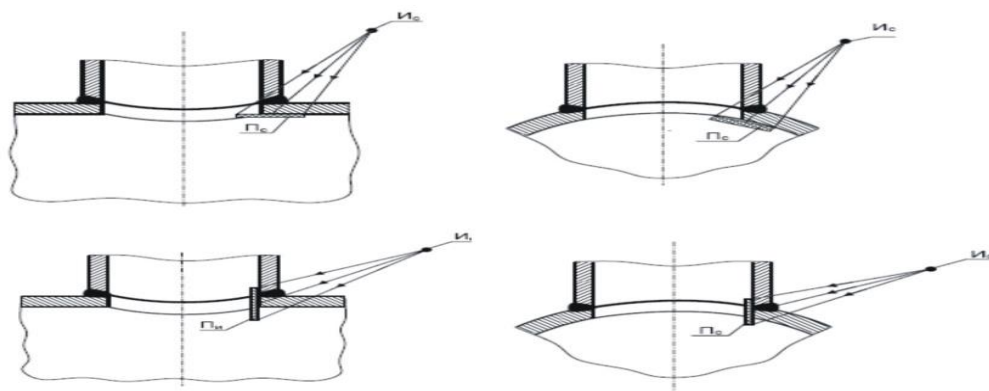


Рисунок 13.8 - Схемы просвечивания криволинейных углового сварного соединения

Т а б л и ц а 5 – Чувствительность радиографического контроля

Класс чувствительности	Радиационная толщина (в месте установки эталона чувствительности), мм									
		От 5 до 9 ВКЛ	9 до 12 ВКЛ.	ВКЛ.	ВКЛ	ВКЛ	ВКЛ	ВКЛ	ВКЛ	ВКЛ.
	Требуемая чувствительность, мм									
II	0,10	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,75	1,0	1,2	1,5
III	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,75	1,0	1,2	1,5	2,0

Чувствительность контроля K (K^I , мм; K^{II} , %) определяют по изображению на снимке канавочного, проволочного или пластинчатого талона по формулам:

а) при использовании канавочных или пластинчатых эталонов чувствительности: $K^I = h_{\min}$, (7) или $K^{II} = 100 \cdot h_{\min} / S$; (8)

б) при использовании проволочных эталонов чувствительности: $K^I = d_{\min}$, (9) или $K^{II} = 100 \cdot d_{\min} / S$, (10)

где S - толщина контролируемого металла в месте установки эталона, мм;

S - радиационная толщина просвечиваемого металла в месте установки эталона, т.е. толщина контролируемого металла плюс толщина эталона ($S = S + h$);

h_{\min} - глубина наименьшей видимой на снимке канавки канавочного эталона (толщина пластинчатого эталона, когда на снимке выявляется отверстие диаметром, равном удвоенной толщине этого эталона), мм;

h - толщина эталона чувствительности, мм;

d_{\min} - диаметр наименьшей видимой на снимке проволоки проволочного

эталона, мм.

Для маркировки радиограмм (номер стыка, номер пленки, клейма сварщиков и др.) при радиографическом контроле необходимо использовать маркировочные знаки в виде цифр и букв русского или латинского алфавита, а также дополнительные знаки в виде стрелок, тире и т.п. [39]

Маркировочные знаки должны быть изготовлены из материала (например, из свинца), обеспечивающего получение их четких изображений на радиографических снимках. Размеры маркировочных знаков должны соответствовать требованиям ГОСТ 15843-79. При просвечивании трубопроводов с расшифровкой только прилегающих к кассете участков сварного соединения эталоны чувствительности помещают между контролируемым участком трубы и кассетой с пленкой (пластиной).

Для удобства нахождения дефектных участков шва следует использовать мерительные пояса со знаками, обеспечивающими разметку контролируемого соединения. Сварное соединение размечают несмываемым маркером на отдельные участки, задают начало и направление нумерации в определенной последовательности для каждого снимка. [39]

Для привязки снимков к сварному соединению системой свинцовых маркировочных знаков, установленных на стыке (на участке сварного стыка), обозначают:

- номер стыка;
- направление укладки кассет;
- номер пленки (пластины) по расположению ее на стыке относительно начала отсчета шифр (характеристика) объекта;
- шифр специалиста НК;
- шифр (клеймо) сварщика или бригады сварщиков.

Примечание – Шифры объекта, специалиста НК и сварщика должны быть присвоены приказом по организации, выполняющей соответствующие работы.

Фактор экспозиции (время просвечивания) определяют по номограммам, которые позволяют по исходным данным (толщина стенки трубы, диаметр

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		61

трубы, схема просвечивания, фокусное расстояние, параметры источника излучения) определять ориентировочное время экспозиции, обеспечивающее заданную чувствительность. Корректировка времени экспозиции производится при пробном просвечивании. [15]

Примечание - Номограммы поставляются производителями радиографических пленок (запоминающих пластин).

3.5.6 Методика контроля, фото-обработка и расшифровка снимков

На контролируемых участках должны быть установлены эталоны чувствительности так, чтобы на каждом снимке было полное изображение эталона. Проволочные эталоны чувствительности устанавливают непосредственно на сварной шов с направлением проволок поперек шва.

Канавочные эталоны чувствительности устанавливают с направлением канавок поперек сварного шва на расстоянии от него не менее чем .5 мм

Пластинчатые эталоны устанавливают вдоль шва на расстоянии не менее от него или непосредственно на шов с направлением эталона поперек шва так, чтобы изображения маркировочных знаков эталона не накладывались на изображение шва на снимке. При просвечивании трубопроводов с расшифровкой только прилегающих к пленке (к кассетам) участков сварного соединения эталоны чувствительности помещают между контролируемым участком трубы и пленкой (кассетой с пленкой). Фотообработку радиографической пленки производят в соответствии с требованиями фирмы-изготовителя этой пленки. При фотообработке пленок предпочтение следует отдавать автоматизированным проявочным процессам. При использовании запоминающих пластин обработка и визуализация скрытых рентгеновских изображений, измерение размеров дефектов осуществляется с помощью специализированных компьютерных программ, поставляемых в составе оборудования для цифровой радиографии.5 мм

Снимки, допущенные к расшифровке, должны удовлетворять следующим требованиям:

					Неразрушающий контроль	Лис
						62
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

– длина каждого снимка должна обеспечивать перекрытие изображения смежных участков сварного соединения на величину не менее , а его ширина – получение изображения сварного соединения и прилегающей к нему околосшовной зоны шириной не менее с каждой стороны; 20 мм 20 мм

– на снимках не должно быть пятен, полос, царапин, загрязнений, следов электростатических разрядов и других повреждений эмульсионного слоя, затрудняющих их расшифровку;

– на снимках должны быть видны изображения сварного соединения, эталонов чувствительности и маркировочных знаков, ограничительных меток, имитаторов и мерительных поясов;

– оптическая плотность самого светлого участка сварного соединения должна быть не менее 1,5 . [15]

Расшифровка и оценка качества сварных соединений по снимкам, на которых отсутствуют изображения эталонов чувствительности и маркировочных знаков, не допускается, если это специально не оговорено технической документацией.

Допускается вместо записи глубины дефектов h , мм или %, указать с помощью знаков «>», «=» или «<» величину дефекта по отношению к максимально допустимой для данного сварного соединения.

В заключениях по результатам радиографического контроля можно одной строкой записывать данные расшифровки по снимкам одинаковой чувствительности и не имеющим изображения дефектов. Размеры дефектов определять по размерам эталона определения чувствительности. При расшифровке снимков размеры дефектов округляют в большую сторону до ближайших чисел, определяемых из ряда: 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0; 1,2; 1,5; 2,0; 2,5; 2,7; 3,0. При размерах дефектов более округление производят с дискретностью . [14] 3,0 мм 0,5 мм

При фронтальном просвечивании размеры дефектов сварного соединения, расположенного со стороны источника излучения, перед их округлением должны быть умножены на коэффициент α , определяемый по

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		63

формуле:

$$\alpha = \frac{f + S}{f + S + D}, \quad (11)$$

где f – расстояние от источника излучения до поверхности контролируемого участка сварного соединения;

S – толщина контролируемого участка сварного соединения;

D – диаметр трубы.

Результаты контроля оформляются в соответствии с НТД.

Ниже приведены примеры записи дефектов при оформлении заключений:

Пример 1. На снимке видны изображения двух продольных трещин, длина которых , а высота 20 % толщины основного металла; непровара по кромке длиной и высотой 7 %; одного шлакового включения с максимальным размером и высотой 10 %; цепочки пор длиной с диаметром поры и высотой 5 %. 10 мм 300 мм 5 мм 25 мм 2 мм

При расшифровке этого снимка производят следующую запись:

Еа – 10 – 2 -20 %;

Дс – 300 – 7 %;

Ва – 5 – 1 – 10 %;

Аб – 25 – 2 -1 – 5 %.

Пример 2. На снимке видны изображения десяти одиночных сферических пор диаметром (высотой) около .1 мм

При расшифровке этого снимка производят следующую запись:

Аа – 1 – 10 < 10 %.

Преимущества радиационных методов контроля промышленных трубопроводов:

- Один из самых точных методов неразрушимого контроля сварных швов, предназначенный для ответственных объектов;
- Позволяет выявлять скрытые дефекты;
- Благодаря ему можно точно определить размеры и место расположения проблемного участка;

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		64

- Оперативность проведения контроля;

Основными недостатками радиационных методов являются:

- Сложен в исполнении, так что не каждому человеку и организации он доступен;
- Требуется применения дорогостоящего оборудования;
- Необходимо использовать уникальные расходные материалы;
- Представляет опасность для здоровья человека, так как работа ведется с вредными излучениями.

3.6.Технология проведения ультразвукового контроля

3.6.1 Общие положения

Требования настоящего раздела разработаны на основании положений ГОСТ Р 55724-2013 и распространяются на ультразвуковой контроль сварных соединений (и их участков после ремонта сваркой) трубопроводов. Ультразвуковой контроль металла и кольцевых стыковых сварных соединений трубопроводов производится после завершения визуально – измерительного контроля. Ультразвуковому контролю в соответствии с требованиями настоящего стандарта могут быть подвергнуты кольцевые сварные соединения трубопроводов диаметром от 14 мм до 1420 с толщиной стенки от и выше. [9]2 мм

УЗ контроль выполняется для выявления внутренних и внешних дефектов сварного шва и металла труб и определения типов дефектов: непровар, несплавление, трещина, коррозионное повреждение. подрез, цепочки и скопления пор и включений.

Ультразвуковой контроль проводится при температуре окружающего воздуха от минус 20 °С до плюс 40 °С и относительной влажности воздуха от 40 % до 80 %. При температурах ниже минус 15 °С контроль следует проводить в укрытии (палатке) с подогревом воздуха.

Настройка чувствительности производится при той же температуре, что и контроль. При настройке и контроле должна использоваться одна и та же

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		65

контактная жидкость. [10]

3.6.2 Требования к средствам ультразвукового контроля

При УЗК следует использовать дефектоскопы, материалы и приспособления в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55724-2013.

Для проведения ультразвукового контроля необходимо наличие:

- импульсного ультразвукового дефектоскопа;
- контактных пьезоэлектрических преобразователей;
- стандартных образцов по ГОСТ Р 55724-2013 или образцы Международного института сварки (V1, V2) и стандартные образцы предприятия с искусственными отражателями комплекта контрольных образцов; [9]

- контактной смазки;
- средств и приспособлений для хранения, нанесения и транспортировки контактной смазки;

- масштабные линейки, штангенциркули и универсальные шаблоны сварщика, обеспечивающие измерение линейных размеров выявленных дефектов с погрешностью не хуже 0,5 мм;

- измерителя шероховатости или образцов шероховатости для проверки качества подготовки поверхности;

- вспомогательных средств и инструментов, необходимых для отметки мест расположения выявленных дефектов, записи результатов контроля и очистки околошовной зоны сварного соединения.

Динамический диапазон экрана дефектоскопа должен составлять не менее 20 дБ. Средства измерений, применяемые при проведении контроля, должны быть утверждённого типа и прошедшими метрологическую аттестацию в установленном порядке в области обеспечения единства измерений. Применяемые методики выполнения измерений и средства контроля должны быть аттестованы в установленном порядке в области обеспечения единства измерений. Перед проведением измерений должна быть выполнена калибровка средств измерений, если это предусмотрено

					Неразрушающий контроль	Лис
						66
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

эксплуатационной документацией на эти средства. Для обеспечения акустического контакта применять специальные контактные смазки, в том числе специализированные пасты, гели, глицерин (ГОСТ 6823-2000). При отрицательных температурах контроля применять водные растворы пропиленгликоля (ТУ 6-09-2434-81 или ТУ 6-01-4689387-2-88). [53]

Таблица 12. Содержание пропиленгликоля в контактной жидкости в зависимости от температуры окружающего воздуха

Температура воздуха, °С	Содержание пропиленгликоля, % масс
от 0 до минус 5	60
от минус 5 до минус 10	70
от минус 10 до минус 20	80
от минус 20 до минус 40	100

Для контроля следует применять контактные наклонные совмещенные, раздельно-совмещенные, раздельные (в т.ч. «хордового» типа) ПЭП, технические характеристики которых, рабочая частота, угол ввода и прочее, обеспечивают выявление дефектов, регламентируемых требованиями настоящего стандарта. В зависимости от диаметра и толщины стенок труб контролируемого соединения технические характеристики ПЭП определяют по таблицам 13-16. [52]

Таблица 13 – Технические параметры ПЭП при контроле стыковых сварных соединений

Номинальный наружный диаметр трубы, D, мм	Номинальная толщина стенки трубы S, мм	Конструкция (тип) ПЭП	Номинальная рабочая частота, f, МГц 10 %	Номинальный диаметр пьезопластины, d, мм	Угол ввода, град.	Стрелка искателя n0, мм, не более
325	2,0 S	РС	5,0	5,0	73±	8
	4,0 S	С / РС	5,0	6,0	72±	8
	6,0 S	С / РС	5,0	6,0	72±	8

Номинальный наружный диаметр трубы, D, мм	Номинальная толщина стенки трубы S, мм	Конструкция (тип) ПЭП	Номинальная рабочая частота, f, МГц 10 %	Номинальный диаметр пьезопластины, d, мм	Угол ввода, град.	Стрелы искателя n ₀ , мм, не более
325 D 1220	4,0 S	C	5,0	6,0	70 \pm	10
	6,0 S	C	5,0	6,0	70 \pm	10
	8,0 S	C	5,0	8,0	65 \pm	12
	12,0 S	C	5,0	12,0	60 \pm	12
	15,0 S	C	2,5	10,0	60 \pm	12
	20,0 S	C	2,5	12,0	60 \pm	12

*Значение без скобок – при контроле нижней части шва прямым лучом, в скобках – верхней части шва однократно отраженным лучом.

Примечания

1 Конструкция ПЭП обозначена:

- «РС» - раздельно-совмещенный, наклонный;
- «С» - совмещенный, наклонный.

2 Для раздельно-совмещенных ПЭП «хордового» типа значения угла ввода и стрелы искателя не регламентируются и определяются конструкцией ПЭП.

3 При наличии пьезопреобразователей, стандартные значения рабочей частоты и углов ввода которых отличаются от указанных в таблице, следует выбирать преобразователи с ближайшими большими значениями.

4 Необходимо соблюдать условие прозвучивания акустической осью ПЭП центра шва прямым лучом.

Таблица 14 – Требования к техническим характеристикам ПЭП при контроле нахлесточных сварных соединений со стороны верхнего элемента

Номинальная толщина металла S, мм	Рабочая частота ПЭП f, МГц, 10 %	Диаметр (ширина) пьезопластины ПЭП d, мм	Угол ввода, 2 °	Стрела ПЭП n ₀ , мм, не более
4,0 S 8,0	5,0	6,0	70	5 - 6
8,0 S 12,0	5,0	8,0	70	7 - 8
12,0 S 15,0	5,0	10,0	60	8 - 10

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Неразрушающий контроль	Лист
						68

Таблица 15 – Требования к техническим характеристикам ПЭП при контроле нахлесточных сварных соединений со стороны нижнего элемента

Номинальная толщина металла верхнего элемента (листа) S1, мм	Номинальная толщина металла нижнего элемента (листа) S2, мм	Рабочая частота ПЭП f, МГц, 10 %	Диаметр (ширина) пьезопластины ПЭП d, мм	Стрела ПЭП n0, мм, не более	Угол ввода *, 2°
4,0 S 8,0	4,0 < S ≤ 8,0	5,0	6,0	5 - 6	45 60
	8,0 < S ≤ 12,0	5,0	8,0	7 - 8	
	12,0 < S ≤ 16,0	5,0	10,0	8 - 10	
8,0 < S ≤ 12,0	8,0 < S ≤ 12,0	5,0	8,0	7 - 8	45 60
	12,0 S 16,0	5,0	10,0	8 - 10	
12,0 S 16,0	12,0 S 16,0	5,0	10,0	8 - 10	45,

*При контроле со стороны нижнего элемента угол ввода луча выбрать из следующих соотношений:

- при $K1/K2 < 1,5$ =45;
- при $K1/K2 > 1,5$ =60,
- где K1, K2 – катеты сварного шва.

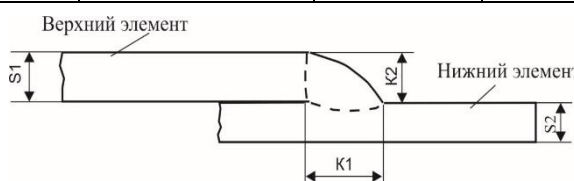


Таблица 16 – Требования к техническим характеристикам ПЭП при контроле угловых сварных соединений

Номинальная толщина	Рабочая частота ПЭП	Диаметр (ширина)	Угол ввода	Стрела ПЭП
4,0 S 8,0	5,0	6,0	70	5 - 6
8,0 S 12,0	5,0	8,0	70	7 - 8
12,0 < S <	5,0	10,0	60 (70)	8 - 10
15,0 < S <	2,5	12,0	60	8 - 10
20,0 S 28,0	2,5	12,0	60	10 - 12

Примечание. Значение угла ввода в скобках, применяют, если при меньших значениях не обеспечивается контроль корня шва

Настройку параметров контроля выполнить на стандартных образцах предприятия с отражателями (зарубками) по ГОСТ Р 55724-2013. Вид и размеры искусственных отражателей в зависимости от диаметра и толщины стенки труб контролируемого соединения определяют по таблице 17.

					Неразрушающий контроль	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Конструкции СОП представлены на рисунках 14.1-14.4. [52]

При контроле сварных соединений с различной толщиной свариваемых элементов (разнотолщинные стыковые, нахлесточные сварные соединения) настройку строб-импульса выполнить по соответствующему СОП. Настройку чувствительности выполнить на элементе СОП с наименьшей толщиной.

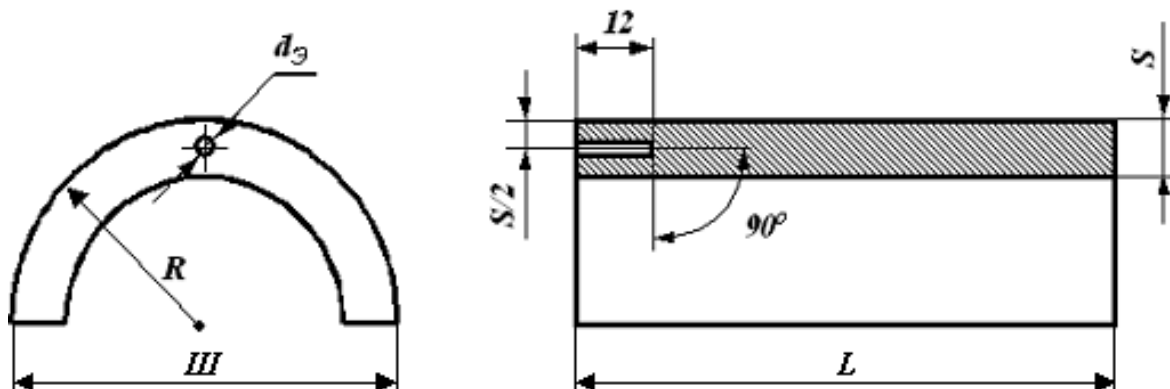
Настройка должна выполняться при той же температуре, при которой выполняется контроль. При контроле проверка настройки выполняется каждые 4 часа. Толщина СОП должна находиться в пределах допуска по ТУ на трубу, используемую в сварном соединении. Характеристики материала (марка стали) СОП должны быть идентичны характеристикам материала контролируемого соединения по акустическим свойствам. Допуски на размеры углового отражателя 0,1 мм, на остальные размеры СОП (кроме толщины) – 1,0 мм. [10]

Шероховатость обработки поверхности СОП, на которой размещают ПЭП при настройке, не должна превышать Ra 6,3 (Rz 40). Угловые отражатели в СОП должны быть изготовлены безударными способами. СОП должны пройти метрологическую аттестацию. Аттестация СОП должна проводиться не реже 1 раза в 3 года. Каждый СОП должен быть промаркирован и иметь паспорт.

Паспорт СОП должен содержать:

- сведения о конструктивных параметрах образца и материале, из которого он изготовлен;
- вид и размеры искусственных отражателей;
- результаты переаттестации;
- условия хранения.

					Неразрушающий контроль	Лис
						70
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		



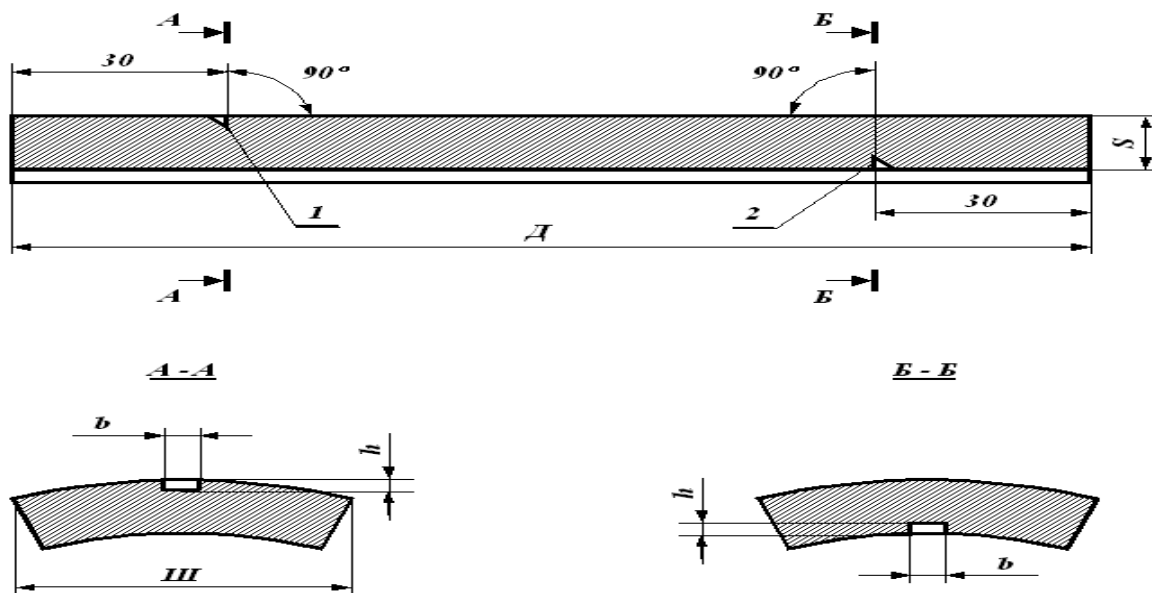
$d_{\text{Э}}$ – диаметр отверстия с плоским дном;

S – толщина стенки;

R – радиус СОП (выбирается равным радиусу контролируемого элемента трубопровода);

III – ширина образца ($\text{III} = D_{\text{H}}$ при внешнем диаметре трубы D_{H} ; при $\text{III} =$ при $D_{\text{H}} >$); L 5050 мм50 мм50 мм

Рисунок 14.1 – Стандартный образец предприятия с отверстием с плоским дном для настройки ультразвукового дефектоскопа с раздельно-совмещенным ПЭП «хордового» типа



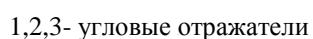
1, 2 – угловые отражатели; D – длина образца

($D = 150$ мм при толщине образца $S \leq 26$ мм и $D = 250$ мм при толщине образца $S > 26$ мм);

III – ширина образца ($\text{III} = D_{\text{H}}$ при внешнем диаметре трубы D_{H} и 50 мм $\text{III} =$ при 50 мм $D_{\text{H}} >$) 50 мм

Рисунок 14.2 – Стандартный образец предприятия с угловым отражателем (зарубкой) для настройки ультразвукового дефектоскопа при работе с совмещенным пьезопреобразователем. [9]

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат



Technical drawing of a rectangular plate with three holes. The top view shows a plate with dimensions 100 (length) and 30 (width). Three holes are spaced 25 units apart. The first hole is 5 units from the left edge, the second is 10 units from the center, and the third is 15 units from the right edge. The side view shows the plate's thickness of 20 units and the hole depths of 5, 10, and 15 units respectively.

Рисунок 14.4 – Стандартный образец предприятия с отражателями в виде с
отверстий с плоским дном для настройки ультразвукового дефектоскопа при
контроле металла трубы на расслоение. [9]

Таблица 17 - Требования к техническим характеристикам СОП при контроле сварных швов

Номинальный наружный диаметр трубы D_n , мм	Номинальная толщина стенки трубы S , мм	Конструкция СОП	Эквивалентная площадь отверстия с плоским дном, $мм^2$	Ширина b отражающей грани зарубки, мм	Высота h отражающей грани зарубки, мм	Диаметр отверстия в СОП $d_э$, мм
D 325	2,0 S 4,0	Рисунок 14.1 или рисунок 14.2	0,8	-	-	1,0
	4,0 S 6,0	Рисунок 14.1 или рисунок 14.2	1,1	2,0	0,8	1,2
	6,0 S 8,0	Рисунок 14.1 или рисунок 14.2	1,7	2,0	1,0	1,5
325 D 1220	4,0 S 6,0	Рисунок 14.1 или рисунок 14.2		2,0	0,8	-
	6,0 S 8,0	Рисунок 14.1 или рисунок 14.2		2,0	1,0	-
	8,0 S 12,0	Рисунок 14.1 или рисунок 14.2		2,0	1,5	-
	12,0 S 15,0	Рисунок 14.1 или рисунок 14.2		2,0	2,0	-
	15,0 S 20,0	Рисунок 14.1 или рисунок 14.2		2,5	2,0	-
	20,0 S 26,0	Рисунок 14.1 или рисунок 14.2		3,0	2,0	-

3.6.3 Требования к состоянию поверхности при ультразвуковом контроле

Участок поверхности, контролируемой УЗК очистить от грязи, остатков нефтепродуктов, брызг расплавленного металла. Шероховатость поверхности металла после очистки не должна превышать Ra 6,3 (Rz 40). Ширина подготавливаемой зоны с каждой стороны шва указывается в операционной технологической карте и рассчитывается по формуле:

$$2 \cdot S \cdot \operatorname{tg} \alpha + Z + L_{\text{пэп}}, \quad (12)$$

где S - толщина стенки;

- угол ввода ультразвука в металл;

Z – ширина зоны термического влияния ($Z = 0,5S$, но не менее); 10 мм

$L_{\text{пэп}}$ - длина контактной поверхности ПЭП. [52]

3.6.4 Настройка ультразвукового дефектоскопа

Настройка УЗ-дефектоскопа для работы с наклонным ПЭП предусматривает:

- настройку диапазона развертки;
- настройку глубиномера;
- настройку задержки и длительности строб-импульса;
- настройку чувствительности.

Настройка УЗ-дефектоскопа для работы с РС ПЭП «хордового» типа включает в себя:

- настройку диапазона развертки;
- настройку задержки и длительности строб-импульса;
- настройку чувствительности.

Настройку диапазона развертки выполнить так, чтобы сигналы от несплошностей, располагающихся на любом участке сварного соединения, находились в пределах экрана дефектоскопа.

Настройку диапазона развертки выполнить в следующем порядке:

- установить ПЭП на поверхности стандартного образца V2 и получить два эхо-сигнала на расстояниях 50 и 25 мм (см. рисунок 15);

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		74

– изменяя параметры «Задержка развертки» и «Длительность развертки», установить полученные эхо-сигналы так, чтобы вершина эхо-сигнала, соответствующего , совпадала с четвертым делением экрана, а вершина второго эхо-сигнала, соответствующего - с десятым делением экрана. [50 мм125 мм10]

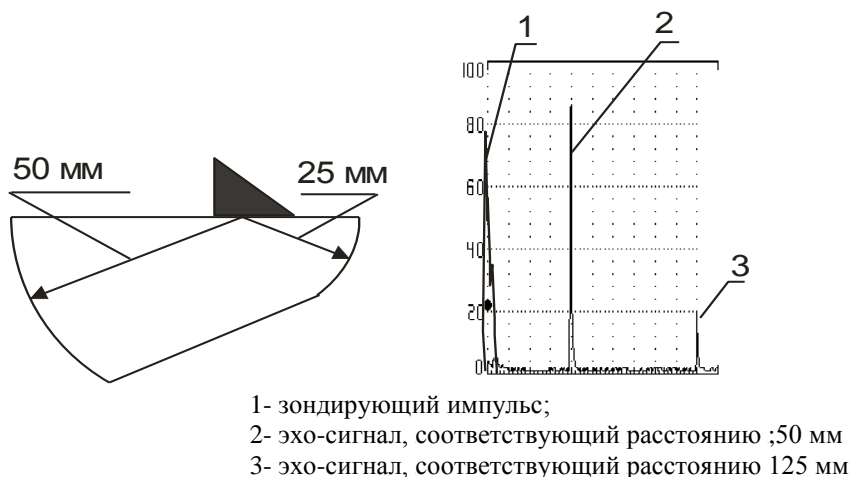
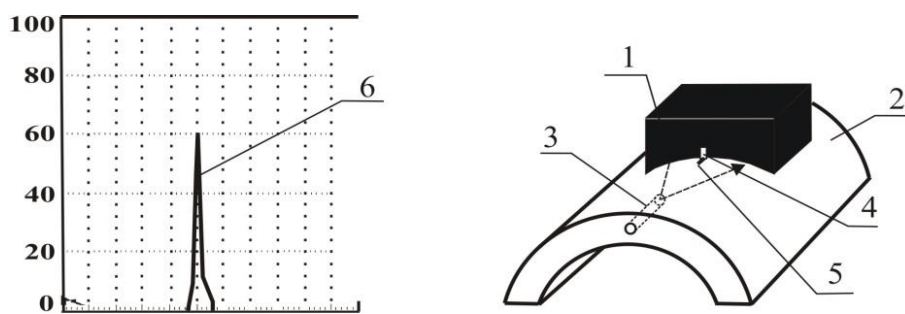


Рисунок 15 – Настройка диапазона развертки экрана дефектоскопа

При настройке дефектоскопа включить режим измерения координат дефекта в миллиметрах. Настройку выполнить в соответствии с инструкцией по эксплуатации дефектоскопа.

Настройку диапазона развертки при контроле сварных швов с применением РС ПЭП «хордового» типа выполнить в следующем порядке:

- установить РС ПЭП на поверхность СОП (см.16), метка на передней поверхности РС ПЭП должна была совмещена с меткой на поверхности образца, и получить максимальный эхо- сигнал;
- изменяя параметры «Задержка развертки» и «Длительность развертки», установить полученный эхо- сигнал на середину шкалы экрана дефектоскопа.



1- РС ПЭП; 2- СОП; 3-отверстие с плоским дном; 4- метка на корпусе РС ПЭП; 5- метка на поверхности СОП; 6- эхо-сигнал от отверстия с плоским дном

Рисунок 16 – Настройка диапазона развертки экрана дефектоскопа при контроле с применением РС ПЭП хордового типа

Типовую настройку строб-импульса при контроле сварных соединений наклонным ПЭП выполнить на СОП с угловыми отражателями (см.таблица 17). [10]

Выполнить настройку строб-импульса при контроле стыковых сварных соединений труб. Настройку выполнить на СОП (см.рисунок 14.2) в следующем порядке:

- а) получить эхо-сигнал от нижней зарубки в СОП прямым лучом (см.рисунок 19);
- б) регулируя усиление дефектоскопа, установить уровень сигнала на отметке 80 % ПВЭ;
- в) начало строб-импульса на экране дефектоскопа установить на 3 - левее переднего фронта эхо-сигнала от нижней зарубки в СОП, уровень строб-импульса установить на отметке 40 % ПВЭ;4 мм
- г) получить эхо-сигнал от верхней зарубки в СОП однократно отраженным лучом;
- д) конец строб-импульса на экране дефектоскопа установить на 2- правее заднего фронта эхо-сигнала от верхней зарубки в СОП;3 мм

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат

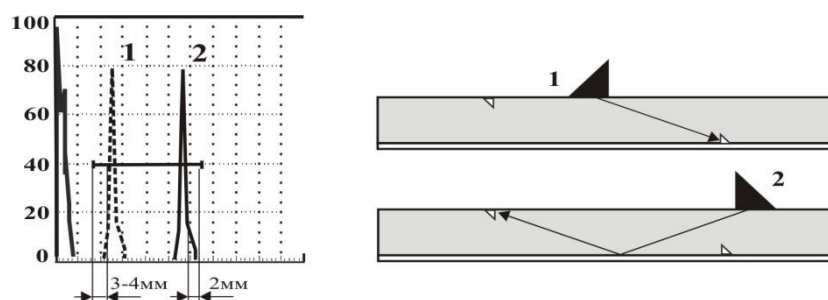


Рисунок 17. – Схема настройки строб-импульса при контроле равнотолщинных сварных соединений труб

Типовую настройку строб-импульса при контроле стыковых сварных соединений с применением «хордового» РС ПЭП (см.рисунок 18) в следующем порядке:

- а) получить в СОП эхо-сигнал от отверстия с плоским дном
- б) регулируя параметры управления строб-импульсом, разместить на экране дефектоскопа строб - импульс так, чтобы эхо-сигнал отраженный от отверстия с плоским дном находился в середине строба, а ширина строб – импульса составила . Уровень строб-импульса установить на 40 % ПВЭ.5 мм

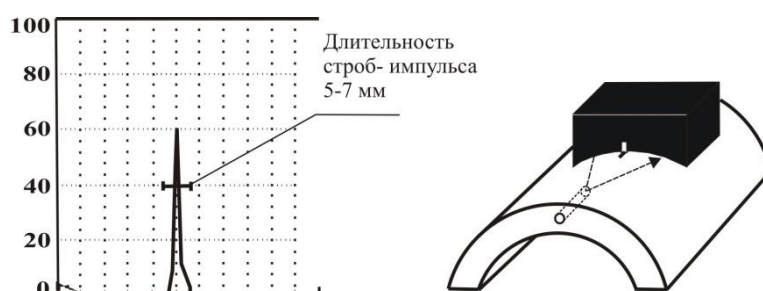


Рисунок 18 – Схема типовой настройки строб-импульса при контроле стыковых сварных соединений труб с применением РС ПЭП «хордового» типа

Настройку строб-импульса при контроле нахлесточного сварного шва со стороны нижнего элемента (см.рисунок 19) выполнить в следующей последовательности:

- а) получить в СОП (см.рисунок 14.3) однократно отраженным лучом эхо-сигнал от нижней зарубки. Изменяя усиление дефектоскопа, установить уровень амплитуды полученного эхо-сигнала равным 80 % ПВЭ. Используя параметры управления строб-импульсом, начало строб-импульса совместить с передним фронтом эхо-сигнала, отраженного от нижней зарубки,

уровень строга установить на 40 % ПВЭ;

б) получить в СОП однократно отраженным лучом эхо-сигнал от верхней зарубки. Используя параметры управления строб-импульсом, совместить конец строб-импульса с задним фронтом эхо-сигнала, отраженного от верхней зарубки. [10]

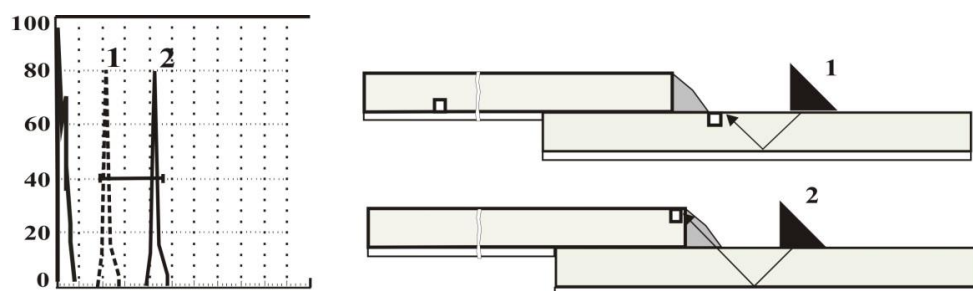


Рисунок 19 – Схема настройки строб-импульса при контроле нахлесточных сварных соединений со стороны нижнего элемента

Настройку строб-импульса при контроле нахлесточного шва со стороны верхнего элемента (см.рисунок 20) выполнить в следующем порядке:

а) получить в СОП прямым лучом эхо-сигнал от нижней зарубки. Изменяя усиление дефектоскопа, установить уровень амплитуды полученного эхо-сигнала равным 80 % ПВЭ. Используя параметры управления строб-импульсом, начало строб-импульса совместить с передним фронтом эхо-сигнала, отраженного от нижней зарубки, уровень строга установить на 40 % ПВЭ;

б) получить в СОП однократно отраженным лучом эхо-сигнал от верхней зарубки. Используя параметры управления строб-импульсом, совместить конец строб-импульса с задним фронтом эхо-сигнала, отраженного от верхней зарубки.

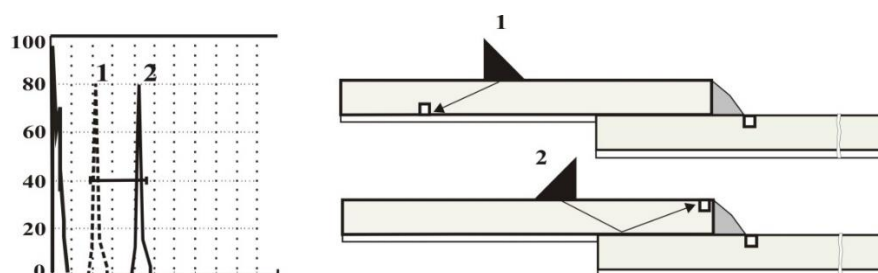


Рисунок 20 – Схема настройки строб-импульса при контроле нахлесточных сварных соединений со стороны верхнего элемента

Настройку чувствительности дефектоскопа при контроле сварных швов наклонным ПЭП выполнить по угловым отражателям в СОП (см.рисунок 14.2, рисунок 14.3). Настройку чувствительности дефектоскопа при контроле сварных швов РС ПЭП «хордового» типа выполнить по отверстию с плоским дном в СОП (см.рисунок 14.1). [52]

При настройке чувствительности устанавливают:

– браковочный уровень чувствительности, на котором проводится оценка допустимости обнаруженного дефекта по амплитуде отраженного эхо-сигнала. Для установки браковочного уровня усиление дефектоскопа задается так, чтобы сигнал от искусственного отражателя в СОП имел заданную высоту.

– поисковый уровень чувствительности, на котором производится регистрация несплошностей, проводится измерение условных размеров обнаруженных дефектов, и оценка их допустимости по предельным значениям этих размеров. Поисковый уровень чувствительности устанавливается на 6dB ниже браковочного уровня.

Настройку чувствительности при контроле швов стыковых, угловых сварных соединений труб выполнить в следующем порядке (см.рисунок 21):

а) получить прямым лучом максимальный эхо-сигнал от нижней зарубки в СОП и, использовать параметр «Усиление», установить уровень амплитуды эхо-сигнала равным 80% ПВЭ;

б) получить однократно отраженным лучом максимальный эхо-сигнал от верхней зарубки в СОП. Использовать функцию ВРЧ дефектоскопа, установить амплитуду эхо- сигналов от обеих зарубок в СОП равной 80% ПВЭ.

в) уровень поисковой чувствительности (уровень строб-импульса) установить на 6 дБ ниже браковочного уровня (40% от ПВЭ). [9]

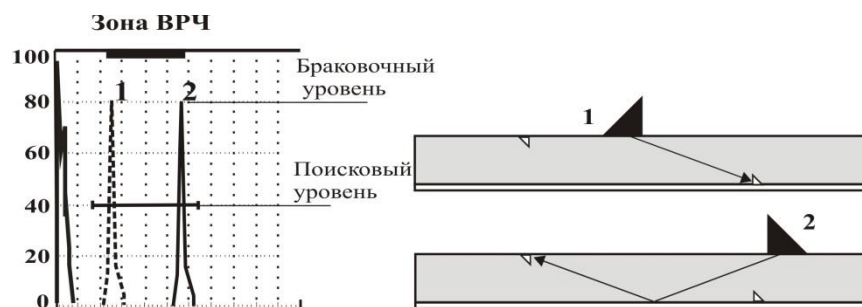


Рисунок.21 – Схема настройки чувствительности при контроле стыковых сварных соединений

Настройку чувствительности при контроле стыковых сварных соединений труб с применением РС ПЭП «хордового» типа осуществить в следующей последовательности (см.рисунок 22):

- получить эхо-сигнал от отверстия с плоским дном в СОП. Регулируя усиление дефектоскопа, установить уровень амплитуды эхо-сигнала равным 80% высоты экрана;
- уровень поисковой чувствительности (уровень строб - импульса) установить на отметке 40% ПВЭ (на 6 дБ ниже браковочного уровня).



Рисунок 22 – Схема настройки чувствительности при контроле стыковых сварных соединений с применением РС ПЭП «хордового» типа

Настройку чувствительности при контроле нахлесточных сварных соединений труб со стороны нижнего элемента (см.рисунок 23) в следующей последовательности:

- получить однократно отраженным лучом максимальный эхо-сигнал от нижней зарубки СОП. Изменяя усиление дефектоскопа, установить уровень амплитуды полученного эхо-сигнала на 80 % ПВЭ. Уровень браковочной чувствительности будет соответствовать 80 % ПВЭ;
- получить в СОП однократно отраженным лучом эхо- сигнал от верхней зарубки. Используя функцию ВРЧ дефектоскопа, установить

амплитуду эхо- сигналов от обеих зарубок в СОП равной 80% ПВЭ.

в) уровень поисковой чувствительности (уровень строб - импульса) установить на отметке 40%ПВЭ. [9]

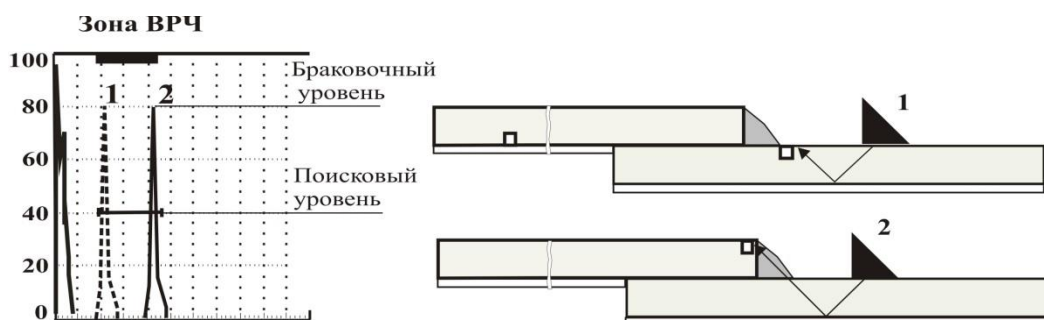


Рисунок 23 – Схема настройки чувствительности при контроле нахлесточных сварных соединений труб со стороны нижнего элемента

Настройку чувствительности при контроле нахлесточных сварных соединений труб со стороны верхнего элемента (см.рисунок 24)

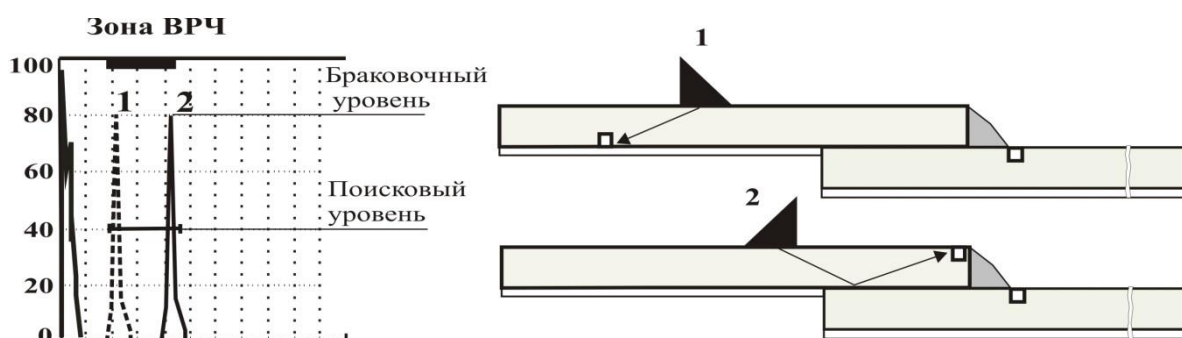


Рисунок 24 – Схема настройки чувствительности при контроле нахлесточных сварных соединений труб со стороны верхнего элемента

Настройка дефектоскопа при контроле расслоения предусматривает:

- настройку диапазона развертки;
- настройку положения строб-импульса;
- настройку глубиномера;
- настройку чувствительности.

При контроле на расслоение применять прямой раздельно–совмещенный ПЭП (РС ПЭП) на частоту 5,0 МГц.

Настройку диапазона развертки экрана следует выполнить по СОП (см.рисунок 14.4) в следующей последовательности:

а) нанести на поверхность СОП контактную жидкость и установить РС

ПЭП на поверхность. Получить в СОП последовательность эхо-сигналов от противоположной поверхности (донные сигналы);

б) установить коэффициент усиления дефектоскопа так, чтобы уровень первого донного эхо-сигнала составлял 80 % от полной высоты экрана;

в) используя параметр “задержка развертки”, совместить вершину первого донного сигнала с пятым делением экрана дефектоскопа;

г) используя параметр “длительность развертки”, совместить вершину второго донного сигнала с десятым делением экрана дефектоскопа;

д) повторять действия пунктов в) и г) до тех пор, пока оба сигнала не совместятся с соответствующими делениями экрана (см.рисунок 25). [10]

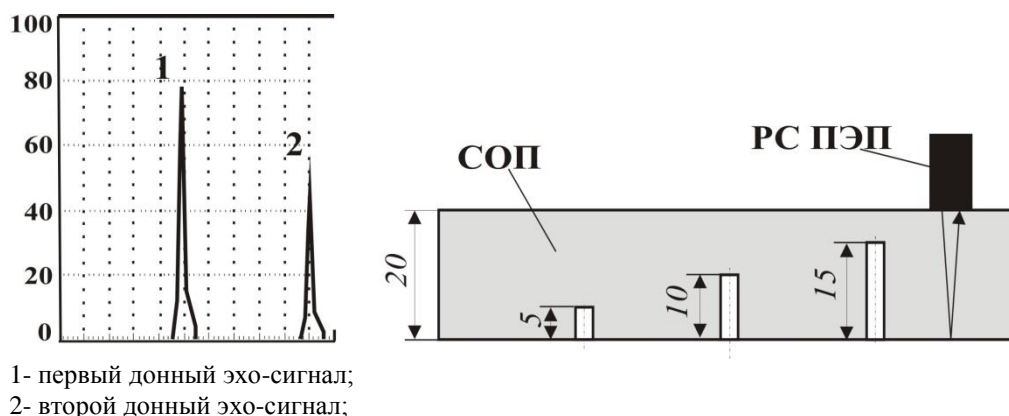


Рисунок 25 – Настройка диапазона развертки экрана дефектоскопа

Настройка положения строб-импульса и глубиномера следует выполнить следующим образом:

а) используя параметры управления строб-импульсом, разместить на экране дефектоскопа строб-импульс так, чтобы его начало соответствовало шкалы экрана, конец не доходил 1- до переднего фронта первого донного сигнала, а уровень установить на 20 % ПВЭ (см.рисунок 26).2 мм2 мм

б) настройку глубиномера выполнить в соответствии с инструкцией по эксплуатации дефектоскопа.

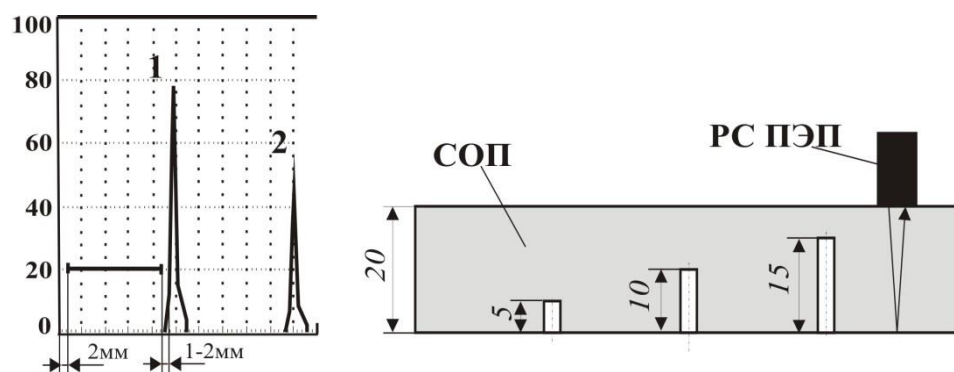


Рисунок 26 –Настройка положения строб-импульса

Примечание. Перед проведением контроля труб необходимо выполнить корректировку длительности строб-импульса в зависимости от фактической толщины контролируемой трубы. Корректировку произвести относительно первого донного сигнала, полученного при установке РС ПЭП на контролируемую поверхность трубы. Конец строб-импульса следует установить на расстоянии 1- до переднего фронта донного сигнала. 2 мм

Настройку чувствительности выполнить на образце с плоскодонными отверстиями диаметром в следующем порядке (см.рисунок 27): 3,0 мм

а) получить максимальный эхо-сигнал от ближнего плоскодонного отражателя в СОП (положение 1). Использовать параметр «Усиление» и функцию ВРЧ дефектоскопа, установить уровень амплитуды эхо-сигнала равным 80% высоты экрана;

б) получить максимальный эхо-сигнал от среднего плоскодонного отражателя в СОП (положение 2). Используя функцию ВРЧ дефектоскопа, установить уровень амплитуды эхо-сигнала равным 80% высоты экрана;

в) получить максимальный эхо-сигнал от дальнего плоскодонного отражателя в СОП (положение 3). Используя функцию ВРЧ дефектоскопа, установить уровень амплитуды эхо-сигнала равным 80% высоты экрана. Уровень поисковой чувствительности (уровень строб-импульса) установить на 12 дБ ниже браковочного уровня (20 % высоты экрана). [10]

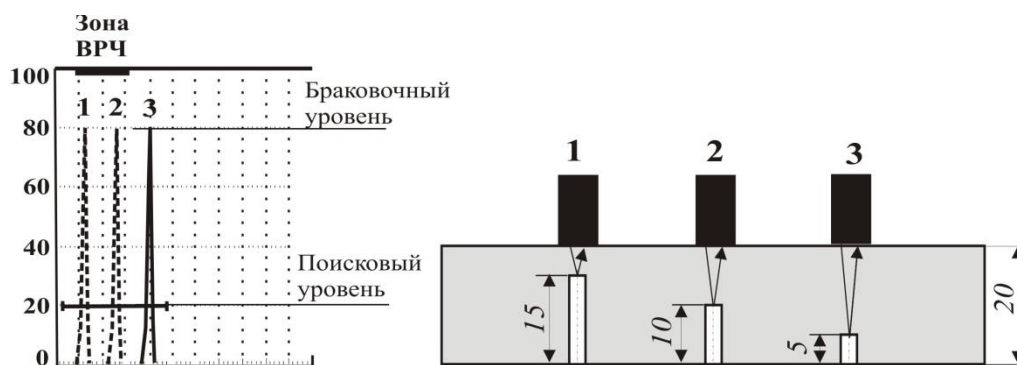


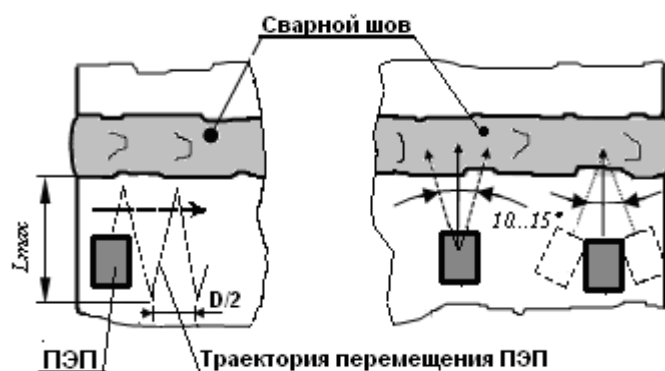
Рисунок 27 – Настройка чувствительности ультразвукового дефектоскопа

3.6.5 Проведение контроля

Контроль стыковых сварных соединений труб выполнить следующим образом:

а) на подготовленную поверхность нанести слой контактной жидкости и выполнить её сканирование (см.рисунок 28). В процессе сканирования, ПЭП следует поворачивать в обе стороны от заданного направления движения на угол от 10 до 15. Шаг сканирования не должен превышать половины ширины пьезоэлемента ПЭП. Скорость перемещения ПЭП – не более 50 мм/с.

б) при сканировании необходимо обеспечивать постоянный акустический контакт, плотно прижимая ПЭП к контролируемой поверхности трубы. Сканирование осуществлять с обеих сторон усиления шва.



D – диаметр (ширина) ПЭП;
 L_{\max} – максимальное расстояние от передней грани преобразователя до границы усиления шва (ширина зоны сканирования), мм

Рисунок 28 - Схема перемещения ПЭП в околошовной зоне сварного соединения

Перемещение ПЭП произвести в зоне, ограниченной расстояниями L_{\min} и L_{\max} между краем усиления шва и передней гранью ПЭП (см.рисунок 29). Расчет протяженности зоны выполнить по формулам:

- при контроле за один проход прямым и однократно отраженным лучом:

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		84

$$L_{\min} = , (0 \text{ мм} 13)$$

$$L_{\max} = 2 \times S \times \operatorname{tg} \alpha - n_0 , (14)$$

где S – толщина стенки, мм;

- угол ввода ультразвуковых колебаний, градусы угловые;

n_0 – стрела ПЭП, мм;

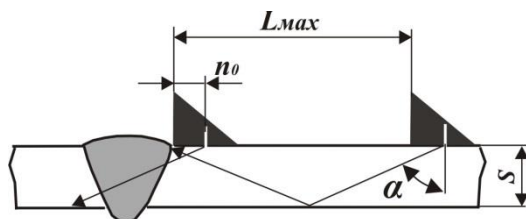


Рисунок 29 – – Пределы перемещения ПЭП при контроле прямым и однократно отраженным лучом

При появлении эхо - сигнала в пределах строб импульса с величиной превышающей поисковый уровень необходимо убедиться в том, что эхо - сигнал не является ложным сигналом. [9]

Источниками ложных эхо-сигналов могут быть:

- провисание металла в корне шва (внутренний валик сварного шва - см. рисунок 30а);
- смещение кромок из-за разной толщины стенки стыкуемых элементов (см.рисунок 31);
- смещение кромок из-за несоосности стыкуемых элементов (см.рисунок 32);
- неровности границы наружного усиления шва.

Распознавание эхо - сигналов от дефектов на фоне ложных сигналов:

а) При провисании металла в корне шва эхо-сигналы от дефектов, расположенные выше корня шва (надкорневой слой), обнаруженные однократно отраженным лучом, могут совпадать по времени с ложными эхо-сигналами, отраженными от неровностей внутреннего валика (от провисания металла). В этом случае дефекты можно отличить от провисания в корне шва по следующим признакам:

– по координате эхо-сигнала. Если координата отражателя X соответствует ближней к ПЭП половине усиления шва, то отражатель фиксируется как дефект. Если координата отражателя X соответствует дальней от ПЭП половине усиления шва, т.е. не подтверждается при контроле с двух сторон шва, то он является ложным;

– по сопоставлению координат и амплитуд эхо-сигналов, измеренных с обеих сторон шва. Эхо-сигналы от провисания имеют различные координаты и амплитуды при прозвучивании с разных сторон.

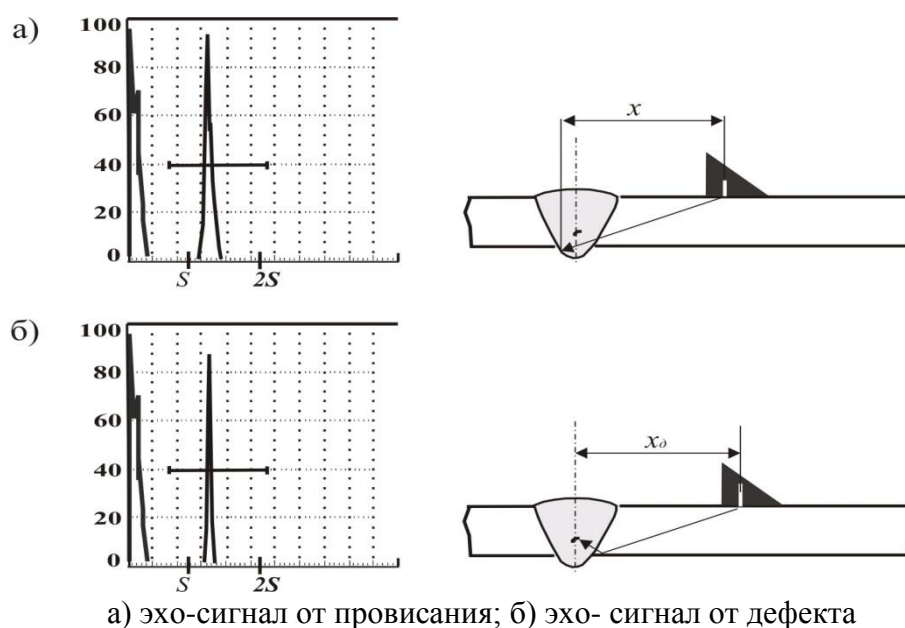


Рисунок 30а - Схема, поясняющая распознавание эхо-сигналов от дефектов на фоне ложных эхо-сигналов от провисания

б) смещение кромок из-за разной толщины стенки стыкуемых труб (см.рисунок 31) характеризуется наличием эхо-сигнала, выявляемого только с одной стороны шва по всему периметру или на большей его части, прямым лучом. С другой стороны шва ложный эхо-сигнал отсутствует. В этом случае можно также измерить толщину стенок стыкуемых элементов, для определения причины появления эхо-сигналов. [52]

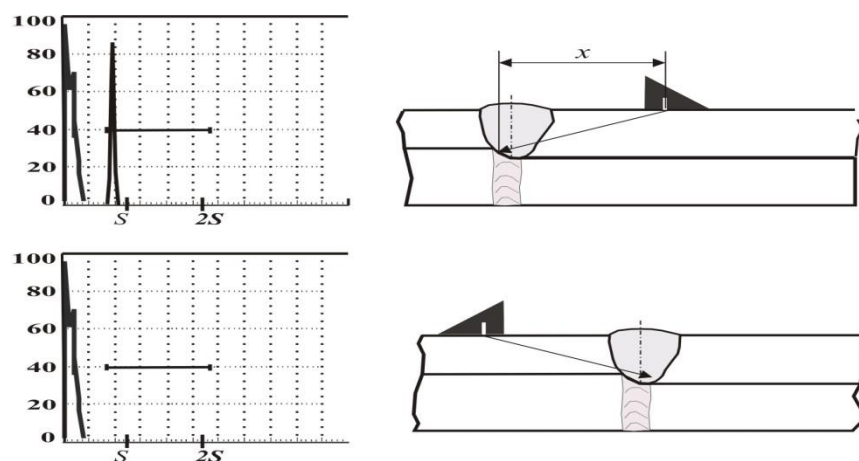


Рисунок 31 – Схема, поясняющая распознавание эхо-сигналов от смещения кромок из-за разной толщины стенки стыкуемых труб

в) смещение кромок из-за несоосности стыкуемых элементов характеризуется наличием эхо-сигнала при контроле прямым лучом с разных сторон шва в диаметрально противоположных точках (см. рисунок 32);

г) распознавание эхо-сигналов от границы валика усиления шва (при контроле однократно отраженным лучом) можно выполнить путем “прощупывания” предполагаемого места на поверхности шва: при касании пальцем, смоченным контактирующей жидкостью, амплитуда эхо-сигнала, наблюдаемая на экране дефектоскопа, может изменяться в пределах 2 dB.

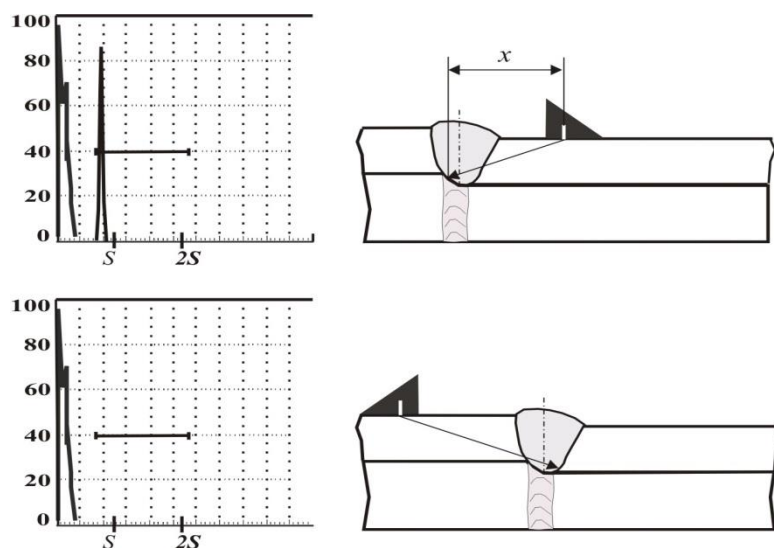


Рисунок 32– Схема, поясняющая распознавание смещения кромок из-за несоосности стыкуемых элементов

При обнаружении дефекта необходимо зафиксировать преобразователь в положении, при котором амплитуда наблюдаемого сигнала максимальна и определить координату дефекта вдоль шва, отметить дефект несмываемым

маркером и произвести измерение:

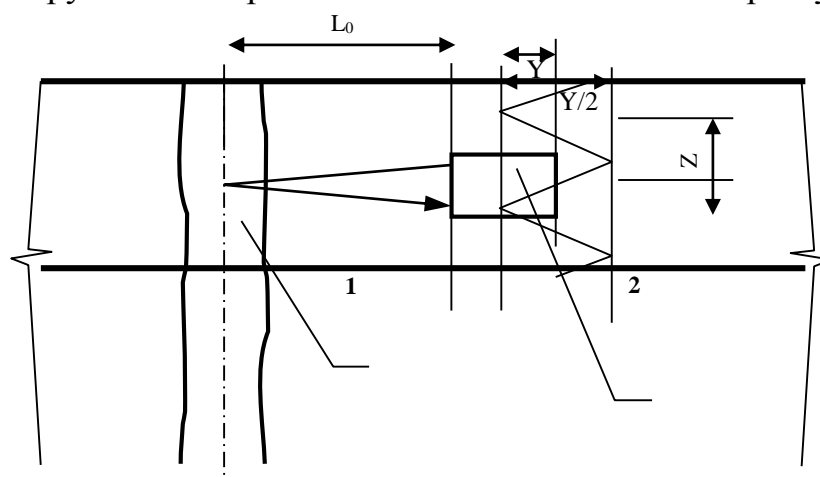
- уровня амплитуды эхо-сигнала от дефекта по отношению к браковочному уровню;
- глубины залегания дефекта Y_{\max} в сечении шва (по показаниям глубиномера дефектоскопа);
- условной протяженности l дефекта
- измерить условное расстояние L между дефектами
- определить суммарную условную протяженность дефектов на оценочном участке шва. [52]

Контроль стыковых сварных соединений с применением РС ПЭП «хордового» типа осуществить следующим образом (см.рисунок 33):

а) на подготовленную к контролю околошовную поверхность нанести слой контактной жидкости и установить РС ПЭП на фокусном расстоянии (фокусное расстояние указывается в паспорте на ПЭП) от оси шва.

б) выполнить сканирование РС ПЭП околошовной поверхности путем его возвратно-поступательного перемещения вдоль шва. При этом допускается незначительное (2-) перемещение РС ПЭП вдоль образующей трубы; 3 мм

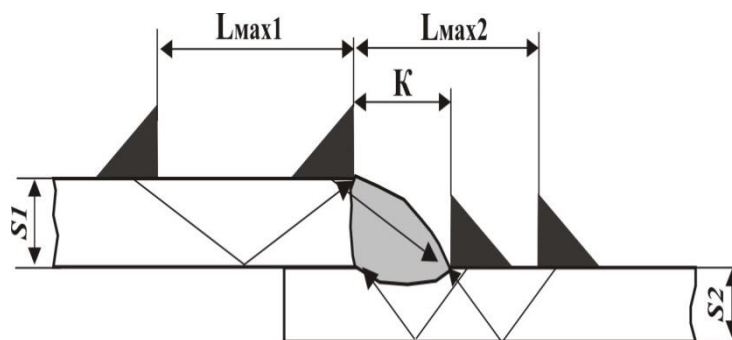
в) при сканировании необходимо обеспечивать постоянный акустический контакт, плотно прижимая ПЭП к контролируемой поверхности трубы. Сканирование выполнить с обеих сторон усиления шва.



1 – сварной шов; 2 – преобразователь; L_0 – удаление ПЭП от оси шва (фокусное расстояние); Y – поперечное перемещение 2..3 мм; Z – шаг продольного сканирования 5...10 мм

Рисунок 33 - Схема перемещения РС ПЭП «хордового» типа в околошовной зоне сварного соединения

Контроль нахлесточного соединения труб с применением наклонного ПЭП выполнить с обеих сторон шва (см.рисунок 34).



К – катет шва;
 L_{max1} – максимальное расстояние от передней грани преобразователя до границы усиления шва (ширина зоны сканирования) при контроле со стороны верхнего элемента;
 L_{max2} – максимальное расстояние от передней грани преобразователя до границы усиления шва (со стороны верхнего элемента) при контроле со стороны нижнего элемента.

Рисунок 34 – Пределы перемещения ПЭП при контроле нахлесточного шва.

Пределы перемещения ПЭП $L_{мин}$, L_{max} при сканировании определяются следующим образом:

- при контроле со стороны верхнего элемента за один проход прямым и однократно отраженным лучом по формулам (13) и (14);
- при контроле однократно отраженным лучом со стороны нижнего элемента:

$$L_{мин} = K, (15)$$

$$L_{max} = (2 S_2 \text{tg} + K - n_0), (16)$$

Сканирование произвести аналогично схеме, представленной на рисунке 28. Шаг сканирования не должен превышать половины диаметра (ширины) D пьезопластины ПЭП. При сканировании поворачивать ПЭП в обе стороны от заданного направления движения на угол 10 – 15. В процессе сканирования необходимо обеспечивать постоянный акустический контакт ПЭП с контролируемой поверхностью. Скорость перемещения ПЭП - не более 50 мм/с.

Признаком обнаружения дефекта служит появление на поисковом уровне чувствительности эхо-сигнала на экране дефектоскопа в зоне развертки, соответствующей контролируемому участку шва. Следует убедиться, что эхо-сигнал не является сигналом помехи от неровности наружной границы наплавленного металла шва (см.рисунок 35).

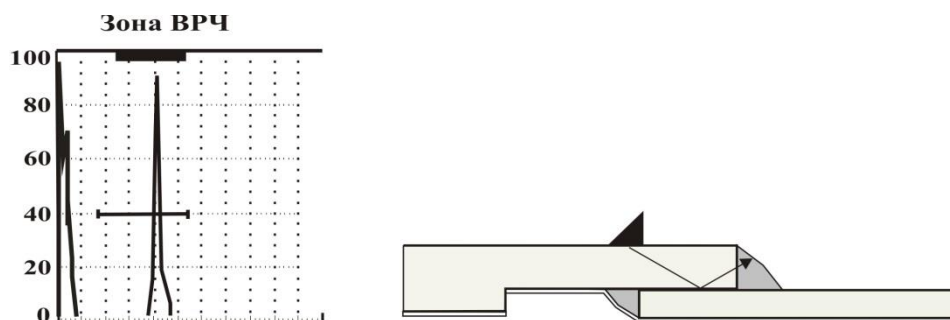
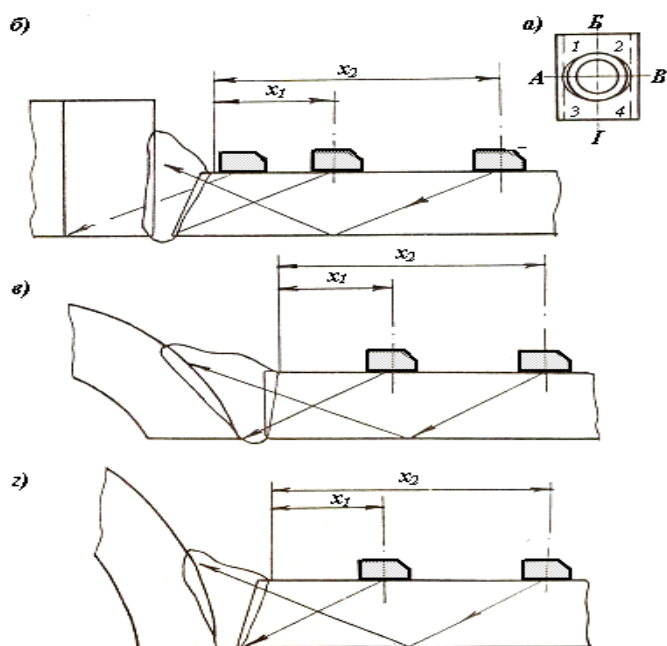


Рисунок 35 –Схема, поясняющая образование сигнала помехи при контроле со стороны верхнего элемента

Контроль угловых сварных соединений с применением совмещенных наклонных ПЭП выполнить по схемам на рисунке 36. [9]



а) схема расположения секторов контроля углового сварного соединения;
б) контроль в секторах Б и Г;
в) контроль в секторах А и Б;
г) контроль в промежуточных секторах 1 – 4

Рисунок 36 - Схема контроля углового сварного соединения (сварные соединения врезок)

Контроль прикромочной зоны металла трубы на наличие расслоений выполнить в соответствии со схемой, представленной на рисунке 37.

Сканирование осуществить путем продольно-поперечного перемещения ПЭП в пределах размеченной контролируемой зоны. Скорость сканирования должна быть не более 50 мм/сек, при шаге сканирования не более половины диаметра РС ПЭП.

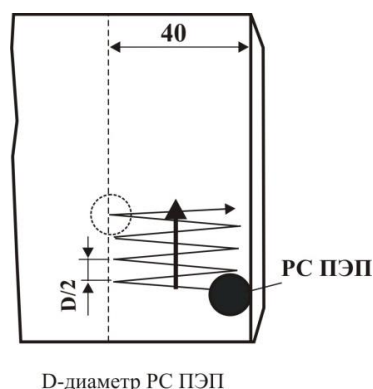


Рисунок 37. - Схема контроля прикромочной зоны металла трубы на наличие расслоений

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		90

При сканировании необходимо плотно прижимать РС ПЭП к поверхности трубы для обеспечения постоянного и надежного акустического контакта. Признаком обнаружения расслоения служит появление эхо-сигнала в пределах строб-импульса, уровень амплитуды которого равен или превышает поисковый (20 % высоты экрана).

При обнаружении расслоения, в зависимости от его размеров, величина уровня амплитуды донного сигнала может уменьшаться до полного его исчезновения. При обнаружении расслоения следует:

- измерить по индикатору дефектоскопа расстояние от РС ПЭП до дефекта (глубину залегания);
- определить контур расслоения;
- определить наибольший условный размер расслоения в сечении контура;
- определить местоположение (координаты) расслоения.

Границы расслоения определить на уровне -6дБ от максимума амплитуды эхо-сигнала (по уменьшению амплитуды сигнала от дефекта в два раза). [9]

Условную протяженность 1 дефекта измеряют в миллиметрах на уровне поисковой чувствительности (на 6 дБ ниже браковочного уровня) по длине зоны между крайними положениями искателя, перемещаемого вдоль шва и ориентированного перпендикулярно к нему. Крайними положениями считают те, при которых амплитуда эхо-сигнала от дефекта уменьшается до поискового уровня.

Условное расстояние L между дефектами измеряют как расстояние между крайними положениями ПЭП, при которых была определена условная протяженность двух рядом расположенных дефектов.

Суммарную условную протяженность d дефектов на оценочном участке Д (в мм) определяют как сумму условных протяженностей дефектов, обнаруженных на этом участке.

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		91

Результаты контроля оформить в виде Заключения в соответствии с приложением №3. К Заключению приложить схему (карту) проконтролированных соединений с указанием мест расположения всех обнаруженных дефектов.

При составлении заключений каждый дефект следует описывать отдельно.

При сокращенном описании дефектов обозначают:

– буквами – вид дефекта:

SH – непротяженный;

LS – протяженный в сечении шва;

LB – протяженный в корне шва;

СС – цепочки и скопления;

– цифрами – координату начала дефекта в миллиметрах, относительно точки начала сканирования;

– цифрами – наибольшую глубину залегания дефекта Y_{max} , мм;

– цифрами – условную протяженность l , мм. Условную протяженность дефектов типа SH не указывают.

Обозначения отделяют друг от друга дефисом.

Примеры условного обозначения дефектов в Заключении по результатам контроля:

Пример 1. SH-Ад-170-3 – непротяженный дефект, отстоящий на от точки начала сканирования, глубина залегания в шве - , допустим.170 мм3 мм

Пример 2. СС-Ан-568-4-20 – цепочка дефектов, отстоящая на от точки начала сканирования, глубина залегания в шве - , условная протяженность - , недопустим по амплитуде эхо-сигнала.568 мм4 мм20 мм

Пример 3. LS-Ад-330-4-90 – протяженный дефект в сечении шва, отстоящий на от точки начала сканирования, глубина залегания в шве - , условная протяженность – , недопустим по условной протяженности.330 мм4 мм90 мм

Пример 4. LB-Ан-410-6-140 – протяженный дефект в корне шва, отстоящий на от точки начала сканирования, глубина залегания в шве - , условная протяженность – , недопустим по амплитуде эхо сигнала и условной протяженности410 мм6 мм140 мм

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		92

Преимущества ультразвуковой дефектоскопии:

- Высокая точность и скорость исследования;
- Безопасность специалиста при проведении контроля;
- Высокая мобильность вследствие применения портативных ультразвуковых дефектоскопов;
- Возможность проведения ультразвукового контроля в процессе эксплуатации (в отдельных случаях);
- Высокая наглядность и удобство работы с дефектоскопами
- Сохранение первоначальных характеристик исследуемого образца;
- Возможность контроля трубопровода без предварительной подготовки поверхности и контактной жидкости при использовании ЭМА преобразователей.

Недостатками данного метода контроля являются:

- Необходимость в качественной подготовке поверхности объекта исследования при использовании пьезоэлектрических преобразователей, поскольку даже малый воздушный зазор может стать преградой для распространения ультразвуковых колебаний, так как воздух обладает большим акустическим сопротивлением;
- Высокая стоимость оборудования;
- Необходимость нанесения на контролируемый участок изделия после его зачистки непосредственно перед выполнением контроля контактных жидкостей (специальные гели, глицерин, машинное масло, и др.) для обеспечения стабильного акустического контакта
- Трудности при ультразвуковом контроле металлов с крупнозернистой структурой в связи с затуханием и рассеиванием ультразвукового импульса;
- Отсутствие регистрации реального размера объекта;
- Невозможность выявления некоторых видов дефектов вследствие их особой формы или пространственного расположения в объекте контроля.

					Неразрушающий контроль	Лис
						93
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

3.7 Диагностирование линейной части трубопроводов

Суть технической диагностики заключается в получении и дальнейшей обработке информации о состоянии той или иной технической системы с целью обнаружения неисправностей, либо в нахождении элемента, чье неправильное функционирование повлекло (может повлечь) к появлению неисправностей.

Техническая диагностика трубопроводов с технологической точки зрения включает в себя:

- 1) Поиск дефектов трубопровода.
- 2) Контроль технологических параметров транспортировки нефти.
- 3) Оценку работоспособности трубопроводов, прогнозируемый сроков службы трубопровода и остаточный ресурс.
- 4) Анализ изменений проектного положения, деформаций и напряженного состояния трубопровода.
- 5) Оценку уровня коррозионного состояния трубопровода и степень защищенности трубопроводов от коррозии. [19]

3.7.1 Методы и технические средства внутритрубойной диагностики трубопроводов

При дефектоскопии трубопроводов используют различные физические методы и приборные средства неразрушающего контроля. Ранее основными видом контроля трубопроводов был контроль кольцевых сварных швов в период строительства трубопровода, либо его ремонта. Также среди основных видов контроля выделяют контроль герметичности и прочности трубопровода, выполняемые в период гидравлических испытаний повышенным давлением.

Однако случаи разрушения трубопроводов в результате различных дефектов в период нормативного срока эксплуатации показали многие недостатки данного контроля. Для того, чтобы провести приборный контроль подземного трубопровода, необходим был доступ к его наружной поверхности, что приводило к необходимости шурфовки, экскавации трубопровода, определяло ограниченность объемов и, следовательно, низкий

					Неразрушающий контроль	Лис
						94
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

уровень информативности данного метода контроля. В настоящее время, когда основными методами контроля трубопроводов стала внутритрубная дефектоскопия, осуществляемая путем сканирования их внутренней поверхности, контроль со стороны наружной поверхности стали применять только для дополнительной проверки уточнения параметров дефектов перед проведением ремонта трубопровода по результатам внутритрубной дефектоскопии. Такой контроль получил название дополнительного дефектоскопического контроля. Благодаря внутритрубным приборам-дефектоскопам появилась возможность проведения сплошного контроля трубопровода в период всего эксплуатации. Важно отметить, что расширился спектр контролируемых параметров. Помимо дефектов в кольцевых сварных швах внутритрубная дефектоскопия обладает возможностью контроля наличия дефектов в заводских сварных швах; дефектов стенки трубопровода коррозионного и механического происхождения; дефектов геометрии-вмятины, гофры. Более эффективный контроль нефтегазопроводов на наличие дефектов проводится с помощью внутритрубных устройств, которые сочетают в себе различные виды неразрушающего контроля. Также данные внутритрубные устройства диагностируют размеры и местоположение дефектов с высоким уровнем точности. Ввиду данных параметров, экскавация в процессе ремонта необходима только для тех дефектов, которые представляют реальную опасность для нормальной работы трубопровода. [19]

3.7.2 Контроль с применением внутритрубной диагностики

Традиционные методы неразрушающего контроля, применяемые при внешнем дефектоскопическом обследовании трубопровода, характеризуются высокой эффективностью обнаружения, определения местоположения, размеров, формы и типа дефектов трубопровода, таких как трещины, волосовины, неметаллические включения, несплавления, флокены, непровары сварных соединений и т.д.

Однако в современных условиях использование данных методов недостаточно для 100 % контроля трубопроводов. Более того, технология

					Неразрушающий контроль	Лис
						95
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

проведения диагностики и используемые приборы характеризуются низкой степенью автоматизации процесса контроля и достаточно высокой трудоемкостью. [20]

На смену традиционных методов диагностирования технического состояния трубопроводных систем пришли внутритрубные инспекционные снаряды-дефектоскопы, сочетающие в себе достоинства применяемых методов контроля и современные высокоавтоматизированные технологии.

Обнаружения дефектов в современных дефектоскопах производится, в основном, с применением 3 методов: ультразвукового, магнитного и с применением электромагнитно – акустических преобразователей (ЭМАП) или метода «сухого ультразвука». [11]

3.7.3 Внутритрубные дефектоскопы

Внутритрубный дефектоскоп – это автономная компьютерная диагностическая система, предназначенная для определения точного местоположения и габаритных размеров дефектов как в основном теле трубы, так и в сварных швах. Перемещение по трубопроводу осуществляется транспортируемым потоком перекачиваемой среды. Сопровождение дефектоскопа в трубопроводе, а также привязка выявленных внутритрубных дефектов к определенному участку трубы осуществляется с помощью наземных маркерных пунктов, расположенных над осью трубопровода на расстоянии не более 2 км между соседними маркерами и установленных возле постоянных ориентиров, таких как опоры ЛЭП, запорная арматура и т.д.[20,50]

Внутритрубные дефектоскопы обеспечивают обнаружение вмятин, сплющивания, складок металла, общих изменений внутреннего диаметра, овальностей, а также дефектов стенок труб, связанных с коррозией и эрозией, изменением их толщины, нарушением сплошности металла и трещинами.

В основе принципа обнаружения дефектов используют ультразвуковой,

					Неразрушающий контроль	Лис
						96
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

магнитный и ультразвуковой ЭМА методы, каждый из которых позволяет с достаточно высокой точностью производить техническую диагностику трубопровода. [6,11]

3.7.4 Ультразвуковые снаряды-дефектоскопы

Основными моделями ультразвуковых снарядов-дефектоскопов, используемых в внутритрубной диагностике трубопроводов, являются ультразвуковой дефектоскоп типа WM (Wall Thickness Measurement) и типа CD. В не зависимости от типа все подобные устройства снабжены иммерсионными ультразвуковыми датчиками, производящие мониторинг при заполненном жидкостью пространстве между датчиками и ОК. При диагностике нефтепроводов в качестве жидкости используют перекачиваемые нефть и нефтепродукты, при контроле газопроводов создается специальная подвижная водяная пробка с помощью дополнительных поршней-разделителей,двигающихся впереди и сзади дефектоскопа (технология «batching»). Для регулирования скорости движения снарядов-дефектоскопов данные приборы оборудуются регуляторами скорости. Принципом действия регуляторов является перепускание части транспортируемого продукта через тело дефектоскопа для получения необходимой скорости движения.

Ультразвуковой дефектоскоп типа WM (рисунок 38) - это автономное устройство, предназначенное для внутритрубной диагностики трубопроводов. Данное устройство позволяет обнаруживать большинство видов дефектов металла трубопровода. [24]



Рисунок 38 - Ультразвуковой дефектоскоп типа WM

Измерение толщины стенки трубки на основе эхо-импульсного метода ультразвукового контроля является основным принципом проведения

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		97

внутритрубной дефектоскопии в дефектоскопах типа WM. В качестве датчиков используются иммерсионные пьезоэлектрические преобразователи совмещенного типа с радиальным вводом луча. Количество преобразователей рассчитывается с условием, что будет обеспечен контроль всей внутренней полости трубопровода. Так, для трубопровода с наружным диаметром 1220 мм применяют дефектоскопы с 448 датчиками. Измерение толщины стенки трубопровода и, при наличии, несплошности металла осуществляется по измерению времени прохождения зондирующего ультразвукового импульса от наружной до внутренней поверхности трубы (до несплошности) и отраженного ультразвукового импульса до приемника (рисунок 39). [25]



Рисунок 39 – Принцип контроля ультразвуковым дефектоскопом типа WM

Это позволяет выявлять различного рода несплошности (расслоения, инородные включения) стенки трубопровода и дефекты потери металла как с наружной, так и с внутренней стороны обследуемого трубопровода. Результаты контроля обрабатываются бортовыми компьютерами и сохраняется в запоминающем устройстве дефектоскопа. Записываемая информация включает в себя совокупность измерений толщины стенки трубы, расстояния от преобразователей до стенки трубы, одометрические данные, давления, температуры и т.д. Ультразвуковой дефектоскоп типа WM собран из нескольких секций, с наружной стороны которых установлены шарнирно-соединённые носители ПЭП, а внутри – необходимая электроника,

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		98

аккумуляторные батареи и информационными накопителями. Секции оборудованы манжетами, изготовленными из полиуретана, служащими для центрирования дефектоскопа в трубопроводе и обеспечения движения устройства за счет потока транспортируемого продукта.

Сзади смонтированы одометрические колеса для регистрации пройденного дефектоскопом расстояния. Дополняет линейку ультразвуковых дефектоскопов внутритрубный снаряд-дефектоскоп типа CD (рисунок 40).[24]



Рисунок 40 - Ультразвуковой снаряд-дефектоскоп типа CD

Ультразвуковой дефектоскоп данного типа представляет собой автономное высокоавтоматизированное устройство для ВТД трубопроводов. Устройство обеспечивает выявление продольно- и поперечно-ориентированных трещин стенок трубопровода минимальной длины 50 мм и глубины 1,5 мм, в том числе в продольных и поперечных сварных швах.

В дефектоскопах типа CD используется эхо-импульсный метод ультразвукового контроля с применением иммерсионных ПЭП совмещенного типа. Ввод зондирующих импульсов осуществляется под некоторым углом к внутренней полости трубопровода. Принцип действия основан на регистрации и измерении амплитуды отраженных от дефектов ультразвуковых волн и

интервалов времени между зондирующим и отраженным от дефекта импульсами (рисунок 41).



Рисунок 41 - Принцип контроля ультразвуковым дефектоскопом типа CD

Для обнаружения трещиноподобных дефектов применяется теневой ультразвуковой метод с наклонными ПЭП, являющийся основным для обнаружения разнонаправленных дефектов стенки трубопровода. Механизм данного метода заключается в следующем: зондирующий ультразвуковой импульс распространяется в стенке трубы и отражается от трещин, встречающихся на его пути. Происходит частичное рассеивание импульса, что впоследствии регистрируется ПЭП. Причем чем больше угол между направлением распространения ультразвукового импульса и дефектом, тем меньше амплитуда отраженной ультразвуковой волны.[20]

Отраженный импульс представляет собой совокупность акустических колебаний, поэтому требуется применение современных программных средств для выделения полезного сигнала о параметрах дефектов. Наибольшая амплитуда отраженного импульса достигается при ортогональном расположении трещины относительно направления распространения ультразвуковой волны. В связи с этим для определения продольно-ориентированных дефектов используют носители ПЭП с поперечным наклоном, для выявления поперечных – носитель датчиков с продольным наклоном. Ультразвуковой дефектоскоп типа CD включает в себя несколько

шарнирно-соединенных герметичных секций, выполненных из стали, и носители ПЭП. Головная секция оборудована приемопередатчиком и одометрической системой из трех колес, два из которых работают в режиме измерения пройденного расстояния, а третье формирует время для излучения зондирующих импульсов для полного контроля внутренней полости трубопровода. Существует ультразвуковой дефектоскоп, который совмещает в себе оба типа рассмотренных выше дефектоскопов. Ультразвуковой комбинированный дефектоскоп сочетает в себе секции WM и CD и служит для проведения ВТД трубопроводов. Данный дефектоскоп способен измерять толщину стенки (технология WM) и выявлять дефекты, ориентированные в продольном и поперечном направлениях, в том числе в кольцевых поперечных и продольных сварных швах трубопровода (рисунок 42). [24]



Рисунок 42 - Ультразвуковой комбинированный дефектоскоп (WM+CD)

В дефектоскопе возможен как одновременный контроль с комбинированным применением нескольких дефектоскопических секций, так и отдельный контроль, при котором проводится либо измерение остаточной толщины стенки по технологии WM, либо выявление дефектов по технологии CD. В ультразвуковом комбинированном дефектоскопе применяется эхоимпульсный акустический метод неразрушающего контроля с применением иммерсионных ПЭП совмещенного типа, расположенных ортогонально к внутренней полости трубопровода (режим толщиномера) (рисунок 43).



Рисунок 43 – Принцип действия ультразвукового комбинированного дефектоскопа (WM+CD)

Данный снаряд-дефектоскоп сочетает в себе достоинства обеих технологий.

Основными достоинствами ультразвуковых снарядов-дефектоскопов являются:

- Высокая точность обнаружения местоположения дефектов;
- Обнаружение продольных дефектов длиной от 30 мм при скорости движения снаряда 1 м/с;
- Идентификация дефектов глубиной от 0,5 мм;

Недостатки ультразвуковых внутритрубных снарядов:

- Необходимость в контактной жидкости для проведения контроля, поскольку ультразвук не проходит сквозь воздушный (газовый) зазор;
- Невозможность диагностики газопроводов и нерентабельность «batching» технологии вследствие длительной осушки газопровода после проведения диагностики;
- Высокие требования к предварительной подготовке внутренней полости трубопровода, так как ультразвук не распространяется в парафине, глине, песке и прочих отложениях.
- Невозможность определения трещиноподобных дефектов, поперечно-расположенных по отношению к стенке трубопровода;

- Наличие большого количества ультразвуковых датчиков (для трубопроводов диаметром 1420 мм их количество может достигать 1024);
- Сравнительно низкая скорость движения внутритрубного дефектоскопа в трубопроводе для качественной диагностики (до 1 м/с).

3.7.5 Магнитные снаряды-дефектоскопы

Для проведения внутритрубной инспекции используются магнитные дефектоскопы продольного (MFL) и поперечного (TFI) намагничивания. Магнитный дефектоскоп продольного намагничивания (MFL – Magnetic Flux Leakage) представляет собой автономную компьютерную диагностическую систему для обследования трубопроводов с использованием метода магнитной дефектоскопии с продольным намагничиванием исследуемого участка (рисунок 44). [23]



Рисунок 44 - Магнитный дефектоскоп продольного намагничивания (MFL)

Дефектоскопы продольного намагничивания предназначены для обнаружения и регистрации:

- коррозионных дефектов (общая коррозия, каверна, язва, поперечная канавка)
- механических повреждений поперечной ориентации
- поперечных металлургических дефектов
- поперечных стресскоррозионных трещин дефектов
- кольцевых (монтажных) сварных швов.

Магнитный дефектоскоп типа MFL позволяет выявлять как дефекты основного металла и кольцевых сварных швов, так и металлические предметы, находящиеся в непосредственной близости к внешней поверхности трубы, такие как композитные муфты, кожухи и т.п.

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		103

Магнитные дефектоскопы производят обнаружение дефектов трубопровода за счет регистрации рассеяния магнитного поля, вызываемое наличием дефекта.

Устройство создает постоянное магнитное поле, направление вектора которого совпадает с осью трубопровода, благодаря мощным магнитам, расположенным на головной, так называемой магнитной, секции дефектоскопа. Магнитный контур «полюса магнитов – стенка трубопровода» замыкается с помощью магнитных щеток (магнитопроводов). [23]

При наличии несплошности металла или иного дефекта потери металла на пути движения дефектоскопа происходит изменение магнитной индукции вблизи дефекта и последующая регистрация этого изменения. (рисунок 3.8).



Рисунок 45 - Принцип действия магнитного дефектоскопа продольного намагничивания (MFL)

Магнитный снаряд-дефектоскоп продольного намагничивания (MFL) способен обнаруживать дефекты с вероятностью 95 % и измерять размеры дефектов при уровне погрешности до $\pm 0,22 \sqrt{t}$ мм (где t – толщина стенки трубопровода). [23]

Для обеспечения беспрепятственного прохождения прибора через сужения прибор выполнен из нескольких секций с шарнирным соединением. Датчики устанавливают на носителях с упругими элементами, а сами носители смонтированы на кольцах, называемые «плавающими». Передняя секция удерживается в центре трубы с помощью щеток магнитного контура, а также поддерживающих колес, расположенных в передней части корпуса

равномерно по окружности, которые поджимаются к стенке трубы с помощью пружин.

Спереди и сзади секции расположены манжеты, предназначенные для приведения в движение дефектоскопа. На передней и задней частях корпуса расположены поддерживающие колеса, предназначенные для центрирования прибора в трубе, сзади установлены также три одометрических колеса [25]. Магнитный дефектоскоп поперечного намагничивания (TFI) (рисунок 46) представляет собой автономную компьютерную диагностическую систему для обследования трубопроводов с использованием метода магнитной дефектоскопии с поперечным намагничиванием исследуемого участка.



Рисунок 46 - Магнитный дефектоскоп поперечного намагничивания (TFI)

Дефектоскопы поперечного намагничивания предназначены для обнаружения и регистрации:

- коррозионных дефектов;
- механических повреждений продольных ориентации;
- продольных металлургических дефектов;
- продольных стресскоррозионных трещин;
- дефектов заводских сварных швов.

Качественное выявление дефектов, расположенных параллельно направлению движения транспортируемой продукции, обеспечивается при условии, что намагничивание трубопровода осуществляется в направлении, ортогональном плоскости расположения дефектов.

Для реализации этого принципа была разработана магнитная система, производящая намагничивание трубопроводы в поперечном по отношению к

продольной оси направления. Магнитная система включает в себя несколько секторов, которые образованы постоянными магнитами и гибкими магнитопроводами. Датчики измерения магнитной индукции располагаются в промежутках между металлическими щетками (рисунок 47).



Рисунок 47 – Принцип действия магнитного дефектоскопа поперечного намагничивания (TFI)

При наличии трещин или дефектов приводит изменение параметров магнитного поля вблизи дефекта, что и улавливается датчиками [21].

Как и в ультразвуковом методе, для технического диагностирования применяют комбинацию двух магнитных методов путем подключения секции с продольным (MFL) и поперечным (TFI) намагничиванием (рисунок 48).



Рисунок 48 – Комбинированный магнитный дефектоскоп (MFL + TFI)

За счет применения как продольного, так и поперечного намагничивания снаряд-дефектоскоп позволяет более эффективно и точно обнаруживать различные типы дефектов, в том числе несанкционированные врезки и дефекты сварных швов.[11]

Магнитные дефектоскопы позволяют производить диагностику с приемлемым качеством при скоростях движения до 4 м/с, что является их несомненным преимуществом (для ультразвуковых дефектоскопов оптимальная скорость составляет 1 м/с). Однако давление, к примеру, в газопроводе разгоняет снаряд-дефектоскоп до 10 м/с, тем самым снижая качество диагностирования. Одним из методов решения данной задачи без изменения режима перекачки является создание дефектоскопов с регулятором скорости. [11]

Достоинства магнитных дефектоскопов:

- Способность проведения диагностики как в жидких, так и в газовых средах, поскольку среда не влияет на намагничивание трубопровода для проведения контроля;
- Меньшее влияние состояние внутренней полости диагностируемого трубопровода на качество результатов (по сравнению с ультразвуковыми дефектоскопами);
- Сравнительная простота датчиков;
- Определение дефектов различной ориентации при использовании комбинированного дефектоскопа с секциями продольного и поперечного намагничивания;
- Возможность регистрации дефектов при движении дефектоскопа с большой скоростью (до 4 м/с);
- Обнаружение дефектов с крутыми кромками (питтинговая коррозия, язвы, царапины) и дефектов на внешней поверхности трубопровода.

Недостатки магнитных дефектоскопов:

- Сложность обнаружения стресс-коррозионных трещин глубиной до 15 % диаметра трубопровода на внешней поверхности, поскольку сигнал, поступающий от таких дефектов, по амплитуде сопоставим с уровнем шума, воспроизводимом от внутренней шероховатости трубопровода;
- Проведение диагностики трубопроводов только из ферромагнитных материалов;

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		107

- Обнаружение дефектов и трещин глубиной более 20 % толщины диагностируемого трубопровода.

3.7.6 Комбинированные снаряды-дефектоскопы

Для максимально точного определения дефектов трубопровода помимо комбинации методов одной природы используют совокупность секций, использующих для обнаружения дефектов ультразвуковой (CD) и магнитные методы (MFL+TSI), объединенных в один снаряд-дефектоскоп (рисунок 49).



Рисунок 49 - Комбинированный магнитный дефектоскоп

Каждая магнитная система содержит постоянные магниты и гибкие проволочные щетки. В промежутках между щетками расположены датчики для измерения магнитной индукции. Все датчики имеют сверхвысокое разрешение. Это обусловлено особенностями комбинированной магнитной диагностики, а также высокими требованиями к точности определения размеров дефектов. [25]

Данные дефектоскопы способны сканировать внутреннюю полость трубопровода и получать максимально точную информацию о дефектах и несовершенствах за один проход, сочетая в себе достоинства магнитного и ультразвукового методов.

3.7.7 Магнитоакустические дефектоскопы

Наиболее перспективным направлением повышения достоверности обнаружения и определения параметров дефектов при внутритрубной диагностике является использование в снаряде-дефектоскопе акустического

метода с электромагнитно-акустическими преобразователями (далее ЭМАП) или метода «сухого» ультразвука.

ЭМАП, получившие широкое распространение в отечественной и зарубежной практике, подразделяются на магнитострикционные и лоренцовские, однако магнитострикционные ЭМАП в настоящее время имеют ограниченное применение в ВТД.

В лоренцовских ЭМАП ультразвуковые волны возбуждаются за счет силы Лоренца, которая действует на свободные электроны в металлах, когда вихревые поверхностные токи находятся в области постоянного магнитного поля. Причем магнитное поле должно быть перпендикулярно направлению вихревого тока. [11]

Вихревые токи в поверхностном слое металла возбуждаются при циклическом изменении тока в катушке индуктивности, расположенной непосредственно над поверхностью металла. Причем ток в катушке и поверхностный вихревой ток всегда направлены в противоположные стороны. Частоты, которые используются в ЭМАП, лежат в диапазоне от 100 кГц до нескольких МГц.

Главным преимуществом лоренцовских ЭМАП является их гораздо меньшая, по сравнению с магнитострикционными ЭМАП, зависимость от состояния поверхности металла и остаточной намагниченности конкретного участка трубопровода. Поэтому в настоящее время в ВТД применяются в основном лоренцовские ЭМАП.

Для ВТД в данном методе ЭМАП генерируют сдвиговые ультразвуковые волны двух различных поляризаций. В сдвиговых волнах колебания атомов кристаллической решетки перпендикулярны направлению распространения волны.

При распространении сдвиговой волны в трубе колебания атомов могут происходить в направлении, перпендикулярном поверхности, тогда говорят о вертикальной поляризации SV (от англ. Shear Vertical). А при колебаниях

атомов параллельно поверхности говорят о горизонтальной поляризации сдвиговой волны SH (от англ. Shear Horizontal). [11]

Когда направленные ультразвуковые сдвиговые волны встречаются на своем пути дефекты трубопровода, происходит отражение этой волны и образование отраженного эхо-сигнала, регистрируемого приемным устройством. На основе анализа отражённого эхо-сигнала делаются выводы о состоянии стенки трубы [52].

Научно-производственный центр «Внутритрубная диагностика» для контроля трубопроводов ЭМА методом использует магнитоакустический дефектоскоп (рисунок 50).

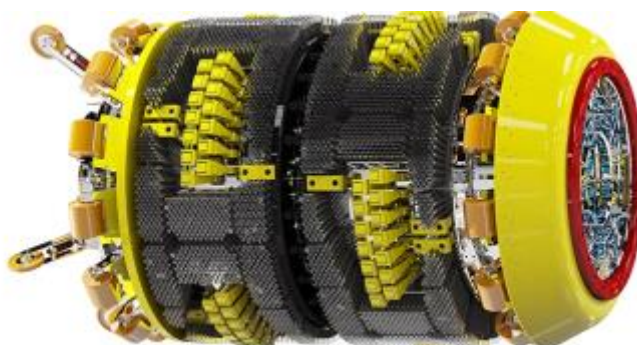


Рисунок 50 – Магнитоакустический дефектоскоп

Данный снаряд-дефектоскоп обеспечивает:

- Выявление зон различно ориентированных трещин на ранней стадии развития, как в основном металле, так и сварных швах;
- Регистрацию дефектов потери металла и расслоений, оценке их глубины, мониторинг роста коррозионных дефектов;
- Определение типа и оценка состоянием наружного изоляционного покрытия.

Магнитоакустический дефектоскоп, совмещающий в себе магнитные датчиковые подсистемы сверхвысокого разрешения и многоракурсные ЭМА ультразвуковые датчиковые подсистемы, по результатам контроля выдают максимально полную (достоверную) информацию о состоянии трубопровода.

Научно-технический центр «НефтеГазДиагностика» также использует технологию электромагнитно-акустического преобразования, которая

реализована во внутритрубном снаряде-дефектоскопе (рисунок 51), представленной ниже. [54]

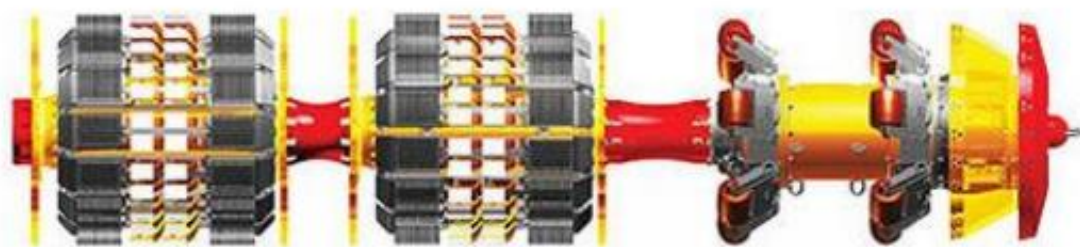


Рисунок 51 - Магнитоакустический дефектоскоп

Рассматриваемый инспекционный снаряд состоит из следующих системных компонентов:

- батареи;
- устройства записи и хранения информации;
- блока определения трещин;
- блока определения отслоения изоляции;
- блока одометра;
- блока контроля скорости.

АО «Транснефть - Диаскан» использует внутритрубный дефектоскоп, основанный на электромагнитно-акустический методе диагностики, для выявления отслоений изоляционного покрытия трубопроводов (рисунок 52).[24]



Рисунок 52 - Магнитоакустический дефектоскоп

Неоспоримыми достоинствами ЭМА дефектоскопов являются:

- Независимость от транспортируемой среды в связи с возможностью диагностики как нефтепроводов, так и газопроводов;
- Отсутствие влияния среды на точность измерений в процессе мониторинга;

- Обнаружения широкого спектра дефектов исследуемого трубопровода (усталостных трещин, дефектов на границе и в основном теле поперечных и продольных сварных швов, дефектов стресс-коррозионного растрескивания, несплошностей, расслоений, неоднородных включений и т.д.) с высокой точностью;
- Осуществление контроля при зазоре до 2 мм между датчиком и трубопроводом;
- Выявление трещин на ранней стадии их развития с глубиной 1-2 мм;
- Обнаружение отслоения изоляции на участке диагностируемого трубопровода;
- Возможность комбинирования с другими методами контроля для создания высокоэффективного инспекционного снаряда.

Недостатки ЭМА метода:

- Высокая стоимость применяемого оборудования;
- Недостаточный запас автономной работы вследствие высокого электропотребления (в десятки раз больше, чем потребление электричества ультразвуковых дефектоскопов типов WM и CD, и в сотни раз больше, чем потребление магнитных дефектоскопов MFL и TFI).

Внутритрубный инспекционный снаряд, использующий для мониторинга трубопроводов любой из вышеперечисленных методов и их комбинаций, является автономной высокоавтоматизированной компьютерной диагностической системой для обследования трубопроводов без оператора.

Использование данных устройств позволяет обнаруживать дефекты трубопровода на ранних стадиях их зарождения и, таким образом, избегать возникновения опасных аварийных ситуаций, наносящих вред как эксплуатирующему трубопровод предприятию, так и окружающей среде.

Достоинства внутритрубных снарядов-дефектоскопов:

- Высокая точность обнаружения всех типов дефектов, их местоположения, размеров и формы как на внутренней, так и на внешней поверхности трубопровода (с применением магнитных методов);

					Неразрушающий контроль	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		112

- Диагностика протяженных участков трубопровода (до 300 км);
- Автономность и высокая степень автоматизации;
- Проведение контроля без остановки эксплуатации диагностируемого трубопровода;
- Диагностирование без шурфования;
- Сохранение неизменной подачи трубопровода;
- Отслеживание конкретного местоположения прибора-дефектоскопа в процессе мониторинга;
- Сохранение параметров надежности трубопровода в связи с использованием неразрушающих методов контроля;

Недостатки внутритрубных дефектоскопов:

- Узкий спектр диагностируемых трубопроводов в связи с необходимостью оборудования трубопроводов камерами пуска и приема средств очистки и диагностики;
- Высокие требования к предварительной подготовке внутренней поверхности трубопровода перед проведением контроля (высокая степень очистки);
- Необходимость в исправлении дефектов геометрии трубопровода, открытие линейной арматуры на 100 % проходное сечение для обеспечения беспрепятственного прохождения внутритрубного прибора-дефектоскопа;
- Низкие показатели проходимости на участках сложной геометрии трубопровода;
- Необходимость в поддержании определенного давления в трубопроводе для обеспечения движения прибора-дефектоскопа с конкретной скоростью;
- Длительная и трудоемкая расшифровка данных после проведения диагностики.

4. Расчетная часть

4.1 Расчет коэффициента надежности по назначению трубопровода для Западно-Сибирского региона

Ежегодно в России на промыслах происходит до 70 тыс. аварий трубопроводного транспорта, 90% из которых являются следствием коррозионных повреждений. Из общего числа аварий 50-55% приходится на долю систем нефтесбора и 30-35% - на долю трубопроводов поддержания пластового давления. (На ежегодную замену трубопроводов расходуется более 8 тыс. км труб, что составляет около 400 – 500 тыс. тонн стали. Большая часть трубопроводов имеет подземную конструктивную схему прокладки. На подземные трубопроводы воздействуют коррозионно-активные грунты. Под воздействием коррозионного износа металла уменьшается толщина стенки труб, что в свою очередь может привести к возникновению аварийных ситуаций. Безопасность объектов трубопроводного транспорта должна быть максимально высокой для обеспечения надежных бесперебойных поставок углеводородного сырья, а угроза возникновения аварий – минимизирована.

Так, например, на трубопроводах США последние 20 лет этот показатель устойчиво держится на низком уровне. Кроме того, следует отметить близость показателей аварийности на трубопроводах США и Канады. Трубопроводы Великобритании в 1,5–2 раза надежнее, чем европейские, континентальные.

На европейских и северо-американских континентальных трубопроводах аварийность составляет 0,1–0,2 аварии в год на 1000 км. Показатели аварийности на трубопроводах России за последние 5 лет приблизились к показателям аварийности на трубопроводах США и Европы: 0,27 аварий в год на 1000 км для нефтепроводов, 0,06 — для нефтепродуктопроводов и 0,13 — для газопроводов. Основные факторы аварийности – внешнее воздействие и разгерметизация (в том числе, в результате раскрытия дефектов). [41]

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат			
Разраб.	Калагин К.Т.				Расчетная часть	Лит.	Лист
Руковод.	Рудаченко А.В.						Листов
Консульт.							11414 17878
Рук. ООП.	Брусник О.В.					НИ ТПУ Группа 3-2Б5А	

Ежегодно по промысловым трубопроводам Западной Сибири перекачиваются сотни кубометров нефти, газа и технологических жидкостей, содержащих в больших количествах такие коррозионноактивные компоненты, как сероводород, двуокись углерода, ионы хлора и т.д.

Из-за высокой агрессивности транспортируемых сред сроки службы промысловых трубопроводов значительно ниже нормативных. Трубопроводы одинакового сорта и диаметра с идентичной микроструктурой и химическим составом в схожих условиях эксплуатации значительно отличаются сроком безаварийной службы: одни работают без повреждений весь проектный срок, другие разрушаются в результате коррозионных повреждений значительно раньше [4].

Для того, чтобы срок службы трубопроводов соответствовал заявленным нормам, необходимо правильно подбирать толщину стенки, учитывая особенности транспортируемого продукта, влияние окружающей среды, нагрузки и т.д.

Наиболее часто расчетную толщину стенки определяют по формуле (17), приведенной в СП 36.13330.2012 [51]:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} \quad (17)$$

δ - расчетная толщина стенки;

D - наружный диаметр трубопровода, м;

p - рабочее давление в трубопроводе, Па;

n - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе.

R_1 - расчетное сопротивление материала труб и деталей трубопроводов, Па, определяемое по формуле (18):

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n} \quad (18)$$

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		115

m - коэффициент условий работы трубопровода;

k_1 - коэффициент однородности материала труб;

K_n - коэффициент надежности по назначению трубопровода;

R_1^H -нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое на соответствующие виды труб, Па;

В формулах (17) и (18) задействовано много коэффициентов, которые оказывают большое влияние на конечный результат, а именно выбор окончательной толщины стенки. Данные и расчеты, при помощи которых были определены данные коэффициенты, сильно устарели. Этой методикой определения пользовались в 1985 году, пользуются и теперь, хотя прошло, без малого, 30 лет. За это время сильно изменились условия эксплуатации, производится добыча из более глубоких отложений, изменились технологии сборки и производства труб.[51]

В связи с тем, что каждый год происходят какие-то изменения, а формулы расчета остаются прежними, необходимо более детально рассмотреть значения каждого коэффициента. Я предлагаю составить зависимость срока службы трубопровода от коэффициента надежности по назначению трубопровода и, таким образом, подобрать нужный для Западно-Сибирского региона.

Остаточный срок службы рассчитывается согласно ОСТ 153-39.4-010-2002 по формуле (19) [3]:

$$T_{ост} = (t_{min} - t_{отб})/V_{cp} \quad (19)$$

$t_{отб}$ - толщина стенки трубы или детали трубопровода, м, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации, мм;

V_{cp} — средняя скорость износа стенки, мм/год;

t_{min} — минимальная толщина стенки при замере, мм;

$T_{ост}$ — остаточной срок службы трубопровода, лет.

В РД 39-132-94, указаны минимально допустимые отбраковочные толщины стенок трубопроводов.[22] (см. таблицу № 18)

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		116

Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода в зависимости от диаметра.

Таблица № 18

наружный диаметр Дн, мм	≤ 108	≤ 219	≤ 325	≤ 377	> 426
наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Согласно СП 34-116-97, коэффициенты надежности по назначению трубопровода (см. таблицу № 19):

Значения коэффициентов надежности по назначению трубопровода

Таблица №19

Диаметр трубопровода условный, мм			Давление, МПа		
	$P_n \leq 7,5$	$7,5 < P_n \leq 10$	$10 < P_n \leq 15$	$15 < P_n \leq 20$	$20 < P_n \leq 32$
1	2	3	4	5	6
300 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00	1,05
400-500	1,00	1,00	1,00	1,05	1,10
600-700	1,00	1,00	1,05	1,10	1,15
800-1000	1,00	1,05	1,10	1,15	-
1200	1,05	1,10	1,15	-	-
1400	1,10*	1,15*	-	-	-

Как видно из этой таблицы, данный коэффициент зависит только от давления диаметра, он никак не связан с местностью, по которой, непосредственно, производится транспортировка ресурсов. Для каждого региона существуют свои особенности добычи и транспорта сырья, поэтому и сроки службы, и значения коэффициентов должны как-то варьироваться. В настоящее время нет нормативных документов, регламентирующих срок службы трубопроводов. [49]

В РД 39-132-94, на который обычно ссылаются заказчики проектов, приведены лишь средние фактические сроки службы. В частности, для Западной Сибири при содержании сероводорода до давления 300 Па средние фактические сроки службы для высоконапорных водоводов составляют 7 лет, для нефтегазосборных трубопроводов – 10 лет. Согласно обобщенным

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		117

данным, полученным в результате многолетней эксплуатации трубопроводов без внутреннего покрытия, для Западно-Сибирского региона: порядка 42 % труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17 % - даже и двух лет.[22]

Сравнительный анализ скоростей коррозии образцов-свидетелей
трубопроводов

Таблица № 20

Точка контроля	Направление	Фоновая скорость коррозии, мм/год	Средняя скорость коррозии, мм/год
Трубы из стали 20 КТ			
к.т.2.1 (ϕ219)	к.1-ДНС	1.452	0,5
к.т.2.2 (ϕ219)	к.2-КНС	2.184	0,65

Толщинометрия стенки производилась на участках, работающих в наиболее сложных условиях: отводах (коленах, гibaх), тройниках, врезках, местах сужения трубопроводов, перед арматурой и после нее, в местах скопления влаги, веществ, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах и других сложных участках .

Статистические данные показывают, что фактический срок службы, в большинстве случаев, сильно отличается от нормативного. Для того, чтобы этого не происходило, необходимо выбирать трубы с большей толщиной стенки, чем применяются сейчас.[3]

Рассчитаем коэффициент надежности по назначению трубопровода для высоконапорных водоводов и нефтегазопроводов. Наиболее часто встречаемый типоразмер труб: 219х8 мм – для нефтегазопроводов и 219х14 мм - для высоконапорных водоводов. Сейчас, чаще всего, трубопроводы используют из стали 20 КТ. Давление при транспортировке в трубопроводе: 4 МПа –нефтегазопровод, 16 МПа – высоконапорный водовод. Будем считать данные трубопроводы, только что введенными в эксплуатацию, на участках,

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		118

где была произведена ультразвуковая толщинометрия (см. таблицу № 3). За минимальные толщины стенок принимаем стандартные, как для новых трубопроводов. Отбраковочную толщину стенки принимаем 2,5 мм. (см. таблицу № 1). Значения коэффициентов по СП 34-116-97: $k_1 = 1.55$; $n = 1.15$. Для стали 20КТ $R_{1\sigma} = 510$ МПа. Категория трубопровода – первая (встречается чаще всего, т.к. местность в Западной Сибири очень болотистая, очень много пересечений с ВЛ и автодорогами), следовательно коэффициент условий работы, $m = 0.75$. Примем коэффициент надежности по назначению трубопровода за x . Срок службы трубопровода по проекту: нефтегазопроводы – 10 лет, высоконапорные водоводы – 7 лет. Согласно СП 34-116-97, коэффициент надежности по назначению трубопровода, для диаметров менее 300 мм равен 1. Подставив данные, наиболее часто встречающиеся в Западно-Сибирском регионе, получены коэффициенты – 0.97 (для высоконапорных водоводов), 3.6 (для нефтегазопроводов). Для водоводов коэффициент подобран весьма точно, но, что касается нефтегазопроводов, то получен коэффициент, сильно превышающий нормативный. Конечно, данные о скорости коррозии образцов-свидетелей, взятые мной за основу, могут сильно отличаться даже в пределах Западно-Сибирского региона, ведь в пределах одного месторождения может встречаться совершенно разная коррозионная активность перекачиваемой среды. Для Западной Сибири, где отмечается высокая скорость коррозии, нормативные коэффициенты при выборе толщины стенки необходимо рассматривать более детально, причем для каждого случая в отдельности.

4.2 Условия проведения диагностирования

Участок промыслового нефтепровода длиной 2 км, проложенный надземным способом перед сдачей в эксплуатацию, подлежит диагностике на предмет обнаружения возможных утечек и развивающихся дефектов.

Параметры диагностируемого участка нефтепровода:

- $D_n = 219$ мм – наружный диаметр нефтепровода;

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		119

- Ст20 – марка стали нефтепровода;
- $P = 7,5$ МПа – рабочее давление нефтепровода;
- $\delta = 8$ мм – толщина стенки нефтепровода.

Контроль нефтепровода проводился в 2 этапа. На первом этапе обследование проводилось с использованием внешнего осмотра визуального и измерительного контроля, на втором этапе – с применением магнитометрического метода. Визуальный и измерительный контроль проводился в летний период в отсутствии осадков и ветра.

В результате проведения 1 этапа диагностирования не было выявлено возможных участков утечек и выявленных дефектов, что говорит об отсутствии повреждения изоляционного покрытия и утечки продукта перекачки.

На 2 этапе диагностирования нефтепровода проводился контроль магнитометрическим методом с использованием портативного сканирующего устройства и измерителя концентрации напряжений ИКН-3М-12. Диагностирование проводилось двумя операторами в климатических условиях, аналогичных первому этапу контроля.

В результате 2 этапа диагностирования были обнаружены 3 участка с аномальными изменениями напряженности магнитного поля рассеяния на расстоянии 798 м, 1245 м и 1344 м от начальной точки диагностируемого участка соответственно. Для идентификации предполагаемых дефектов производилась шурфовка данных участков, удаление изоляционного покрытия, обнаружение причины аномалий напряженности магнитного поля, а также определение точных параметров дефектов (длина, глубина) и фактической толщины нефтепровода с применением электромагнитно-акустического толщиномера А1270.

4.3 Расчет минимальной толщины стенки трубопровода при отбраковке

Для определения мероприятий по ремонту нефтепровода или замене дефектного участка произведем расчет минимально-допустимого утонения

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		120

толщины стенки согласно РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» по формуле [22]:

$$\delta_{отб} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} \geq 0,75; \quad (20)$$

$$\delta_{отб} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot D_n}{2 \cdot (0,9 \cdot R_2^H \cdot m_3 + n \cdot P)} \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} < 0,75; \quad (21)$$

где $\delta_{отб}$ – толщина стенки трубы или детали трубопровода, м, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации;

n – коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный 1,2;

P – рабочее давление в нефтепроводе, Па;

D_n – наружный диаметр нефтепровода, м;

α – коэффициент несущей способности, для трубопроводов гладких и сварных $\alpha = 1,3$ при $R/D_n = 1$;

$R_{н1}$ – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие виды труб, Па;

$R_{н2}$ – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие трубы, Па;

m_1 – коэффициент условий работы материала труб при разрыве, равный 0,8;

m_2 – коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды: для инертных газов (азот, воздух и т. п.) или токсичных, взрывоопасных и горючих жидкостей – 0,75;

m_3 – коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы промысловых трубопроводов принимается равным 1;

k_1 – коэффициент однородности материала труб: для бесшовных труб из углеродистой и для сварных труб из низколегированной ненормализованной

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		121

стали $k_1 = 0,8$;

R_1 – расчетное сопротивление материала труб и деталей

технологических трубопроводов, Па, определяемое по формуле:

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1. \quad (22)$$

Определим значения R_{1H} и R_{2H} из таблицы руководящего документа

РД 39-132-94:

Таблица 21 – Механические характеристики трубопроводных сталей

ГОСТ на трубы	Марка стали	R_1^H , МПа	R_2^H , МПа
8731-74	10	353	216
	20	412	245
	10Г2	471	265
8733-74	10	350	206
	20	412	245
	10Г2	421	245
10705-80 (в термообработанном состоянии)	10	333	206
	ВСт3сп	372	225
	20	412	245
10705-80 (без термообработки)	10	333	Согласно сертификату или результатам испытаний
	ВСт3сп	392	
	15,20	372	
550-75	20	431	255
	10Г2	470	260
	15Х5	392	216
	15Х5М	392	216
	15Х5ВФ	392	216
	15Х5МУ	588	412
	12Х8ВФ	392	167
	9940-81	520	Согласно сертификату или результатам испытаний
	12Х18Н10Т	529	
	10Х17Н13М2Т	529	
9941-81	08Х18Н10Т	549	То же
	12Х18Н10Т	549	
	10Х17Н13М2Т	529	
ТУ 14-3-460-75	12Х1МФ	441	260

Из таблицы 21 принимаем значения $R_{1H} = 412$ МПа и $R_{2H} = 245$ МПа.

Вычислим неравенство для выбора необходимой формулы (17) и (18):

$$\frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} = \frac{245 \cdot 1}{412 \cdot 0,75} = 0,79 \geq 0,75 \rightarrow \text{Используем уравнение (1).}$$

Рассчитаем расчетное сопротивление материала труб и деталей

технологических трубопроводов R_1 : $R_1 = R_{1H} \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1 = 412000000 \cdot 0,8 \cdot 0,75 \cdot 0,8 = 197760000 \text{ Па} = 197,76 \text{ МПа}.$

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		122

Найдем толщину стенки нефтепровода $\delta_{отб}$, при которой он должен быть изъят из эксплуатации:

$$\delta_{отб} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,2 \cdot 7500000 \cdot 1,3 \cdot 0,219}{2 \cdot (197760000 + 1,2 \cdot 7500000)} = 4,77 \text{ мм.} \quad (23)$$

Таким образом, минимальной толщины стенки нефтепровода, при которой он должен быть изъят из эксплуатации, равно $\delta_{отб} = 4,77 \text{ мм}$.

4.4 Определение мероприятий по устранению выявленных дефектов

Определим мероприятия по устранению выявленных дефектов нефтепровода для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения надежной и безопасной эксплуатации трубопроводной системы. На I дефектном участке с координатой $x_1=798 \text{ м}$ и толщиной стенки $7,9 \text{ мм}$ обнаружены три коррозионных дефекта со следующими параметрами (длина является проекцией на продольную ортогональную плоскость): длина – 200 мм , максимальная глубина $1,2 \text{ мм}$; длина – 110 мм , максимальная глубина – $3,5 \text{ мм}$; длина – 80 мм , максимальная глубина – $2,1 \text{ мм}$. Длина перемычек между дефектами 40 и 100 мм . Общая длина дефектной области – 530 мм .

Поскольку длины перемычек между дефектами меньше длины более длинного дефекта, совокупность дефектов рассматривают как один дефект длиной 530 мм и максимальной глубиной $3,5 \text{ мм}$. Производится корректировка максимальной глубины дефекта на разность фактической и номинальной толщин стенок трубы, т.е.

$$h_{max} = 3,5 - (8,0 - 7,9) = 3,4 \text{ мм.} \quad (24)$$

Вычислим остаточную толщину трубопровода:

$$\delta_{ост} = \delta - h_{max} = 7,9 - 3,4 = 4,5 \text{ мм.} \quad (25)$$

Полученное значение меньше минимально-допустимого значения ($\delta_{ост} < \delta_{отб}$), поэтому данный участок нефтепровода должен быть забракован и немедленно отремонтирован путем замены катушки длиной.

Определим длину вырезаемой катушки. Согласно РД 153-39.4-130-2002 «Регламент по вырезке и врезке "катушек" соединительных деталей, заглушек,

					Расчетная часть	Лис
						123
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов», длина вырезаемого участка трубопровода должна быть больше дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой стороны, но не меньше диаметра трубопровода. [26]

Вычислим длину вырезаемой катушки:

$$l_{\text{общ}} = 0,53 + 0,1 \cdot 2 = 0,73 \text{ м.} \quad (26)$$

Таким образом, дефекты устраняют при помощи вырезки катушки длиной 730 мм и ее замены.

На II дефектном участке с координатой $x_{2\text{ср}}=1245$ м (по факту аномалии были обнаружены в нескольких местах в промежутке с 1243 м по 1248 м) производилась шурфовка для идентификации дефектных областей (рисунок 53).

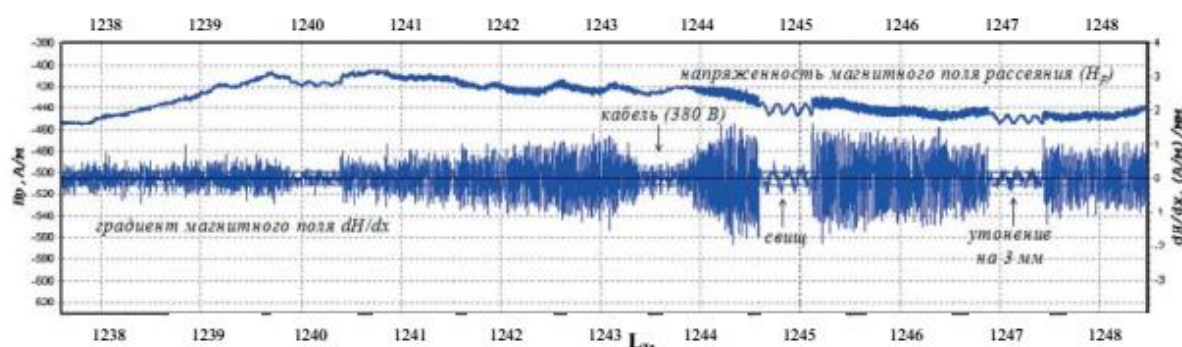


Рисунок 53 - Магнитограмма проведенного обследования на участке 1238 – 1248м.

По оси абсцисс Lx – длина контролируемого участка трубопровода; по оси координат: слева dH/dx – градиент магнитного поля [А/м]; справа H_p – напряженность магнитного поля рассеяния [(А/м)/мм]

На участке 1243-1244 м предполагалось изменение магнитного поля рассеяния в связи с пересечением кабеля ЛЭП (380 В), на участке 1244 – 1245 м – с наличием трещин, на участке 1247-1248 м – с утонением стенок нефтепровода.

В результате при удалении изоляции участка 1243-1244 м на нефтепроводе толщиной 7,8 мм не было обнаружено повреждений стенки, что говорит о влиянии кабеля ЛЭП на показания прибора. На участке 1244 – 1245 м была обнаружена трещина длиной 550 мм и максимальной глубиной 2,5 мм,

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		124

через 1,8 м от трещины обнаружено отслоение изоляционного покрытия и коррозионный дефект длиной 650 мм с максимальной глубиной 2,9 мм.

Согласно таблице 7.3 «Критерии по отбраковке труб» из руководящего документа РД 39-132-94 [22], при обнаружении на трубопроводе трещины независимо от ее параметров участок нефтепровода должен быть забракован. Ремонт осуществляется заменой катушки. Соседний коррозионный дефект на магнитограмме крайний справа) устраняется аналогичным образом. Рассчитаем общую длину вырезаемой катушки (согласно РД 153-39.4-130-2002) [26]:

$$l_{\text{общ}} = 0,55 + 0,65 + 1,8 + 0,1 \cdot 2 = 3,2 \text{ м.} \quad (27)$$

Таким образом, ремонтная бригада произведет замену катушки длиной 3200 мм с находящимися на нем обоими дефектами. На III дефектном участке с координатой $x_3 = 1344$ м и толщиной стенки 7,9 мм обнаружен коррозионный дефект длиной 220 мм и максимальной глубиной 1,8 мм. Вычислим остаточную толщину трубопровода:

$$\delta_{\text{ост}} = \delta - h_{\text{max}} = 7,9 - 1,8 = 6,1 \text{ мм.} \quad (28)$$

Полученное значение больше минимальнодопустимого значения ($\delta_{\text{ост}} > \delta_{\text{отб}}$), поэтому данный участок трубопровода ремонтируют путем зачистки поверхности и шлифовки дефектного сектора трубы.

Вывод:

Проведен расчет минимально-допустимой толщины стенки трубопровода, при которой он должен быть изъят из эксплуатации и подлежит отбраковке – $\delta_{\text{отб}} = 4,77$ мм.

Выполнена отбраковка дефектных участков трубопровода по результатам диагностики нефтепровода с применением 2 методов диагностики. В результате 2 обнаруженных участка оказались забракованы и подлежат вырезке и замене, 1 дефектный участок – подлежит шлифовке

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		125

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

5.1. Потенциальные потребители результатов исследования.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.



Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

В зависимости от категории потребителей (коммерческие организации, физические лица) необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования.

	Изменение параметров измерения		
	Полное изменение параметров	Частичное изменение параметров	Нет возможности изменять параметры
С автоматическим управлением			
С ручным управлением			

Рисунок 13 - Карта сегментирования рынка устройств по измерению приборов неразрушающего контроля

 - существует на рынке ;  - не существует на рынке;

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат			
Разраб.		Калагин К.Т.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.					Листов
Консульт.		Рыжакина Т.Г.					126
Рук. ООП.		Брусник О.В.					178
						НИ ТПУ Группа 3-2Б5А	

Исходя из данных карты сегментирования видно, что в сфере неразрушающего контроля по устройствам с автоматическим управлением с возможностью изменять параметры измерения будет достаточно высокая конкуренция. Конкуренция ниже будет на устройства с ручным управлением и с частичным изменением параметров, так как на такие устройства в современное время не большой спрос. Следовательно, использование устройства с автоматическим управлением и с возможностью изменять параметры измерения более целесообразно, но конкуренция при этом высока.

5.2. Анализ конкурентных технических решений.

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, представленной в Таблице 22.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		127

Таблица 22. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок).

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Б _{к1}	Б _{к2}	Кф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
2. Энергоэкономичность	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
3. Надежность	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
4. Уровень шума	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
5. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
6. Простота эксплуатации	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
7. Помехоустойчивость	0,1	3	4	4	0,3	0,4	0,4
8. Безопасность	0,2	5	4	4	1	0,8	0,8
Экономические критерии оценки эффективности							
9. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
10. Уровень проникновения на рынок	0,05	4	4	2	0,2	0,2	0,1
11. Цена	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Итого	1	49	42	38	4,25	3,95	2,95

Бф– устройство с полной реализацией и программным обеспечением, с возможностью менять все параметры измерений; Бк1 – устройство с полной реализацией и программным обеспечением, но с частичной возможностью менять параметры измерений; Бк2 – устройство с частичной реализацией (ручным управлением) и программным обеспечением, но без возможности изменять параметры измерения.

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в Таблице 2, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее

слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot b_i \quad (29)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента; B_i – вес показателя (в долях единицы);

b_i – балл i -го показателя.

Исходя из значений, приведенных в Таблице 2, можно сделать вывод, что разработанное устройство конкурентоспособное за счет таких показателей как: удобство в эксплуатации, функциональная мощность, безопасность и цена. Однако, для того чтобы быть еще более конкурентоспособным, нужно уделить внимание на такие показатели как: помехоустойчивость и уровень шума.

5.3 SWOT-анализ.

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 23.

Таблица 23. Первый этап SWOT-анализа.

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: S1. Высокая функциональная мощность. S2. Возможность автоматического измерения объема без участия человека S3. Наличие возможности изменений различных параметров измерения S4. Экологичность технологии. S5. Высокая конкурентоспособность продукта.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: W1. Довольно низкая помехоустойчивость W2. Усложненная транспортировка устройства W3. Относительно высокий уровень шума из-за вспомогательного источника питания
Возможности: O1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ O2. Появление дополнительного спроса на новый продукт O3. Повышение стоимости конкурентных разработок		
Угрозы: T1. Отсутствие спроса на новые технологии T2. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства T3. Увеличение конкуренции		

Далее производится реализация второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 24. Интерактивная матрица проекта (сильные стороны).

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта	O1	+	+	-	+	+
	O2	-	0	+	-	+
	O3	-	-	-	-	+
Угрозы проекта	T1	-	-	-	-	-
	T2	-	0	-	-	0
	T3	-	-	-	-	+

Таблица 25. Интерактивная матрица проекта (слабые стороны).

Слабые стороны проекта				
		Сл.1	Сл.2	Сл.3
Возможности проекта	O1	+	+	+
	O2	0	-	-
	O3	-	0	-
Угрозы проекта	T1	-	-	-
	T2	+	-	+
	T3	-	-	-

По данным Таблицы 24 имеются большие возможности для увеличения конкурентоспособности, а именно сильной стороны проекта.

По данным Таблицы 25 можно сделать вывод, что требует обратить внимание на слабые стороны проекта: помехоустойчивость и шумы.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 26).

Таблица 26 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: S1. Высокая функциональная мощность. S2. Возможность автоматического измерения объема без участия человека S3. Наличие возможности изменений различных параметров измерения S4. Экологичность технологии. S5. Высокая конкурентоспособность продукта.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: W1. Довольно низкая помехоустойчивость W2. Усложненная транспортировка устройства W3. Относительно высокий уровень шума из-за вспомогательного источника питания
Возможности: O1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ O2. Появление дополнительного спроса на новый продукт O3. Повышение стоимости конкурентных разработок	1. На основе инновационной инфраструктуры можно создавать новейшее оборудование с большой функциональностью. 2. Экологичное безопасное оборудование 3. Большой спрос на рынке в данной сфере	1. Повышенная чувствительность к помехам и шумам. 2. Повышенное внимание к транспортировке оборудования. 3. Непродуманная шума-изоляция вспомогательного источника питания
Угрозы: T1. Отсутствие спроса на новые технологии T2. Несвоевременное финансовое обеспечение Научного исследования со стороны государства T3. Увеличение конкуренции	1. Риск невостребованности технологии в связи с большим количеством предложений.	1. Несвоевременное финансирование не даёт достижения стабильности к помехоустойчивости. 2. Экономия на дорогостоящих компонентах для вспомогательного источника питания.

5.4 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.

Морфологический подход основан на систематическом исследовании всех теоретически возможных вариантов, вытекающих из закономерности строения (морфологии) объекта исследования. Синтез охватывает как известные, так и новые, необычные варианты, которые при простом переборе могли быть упущены. Путем комбинирования вариантов получают большое количество различных решений, ряд которых представляет практический интерес.

Реализация метода предусматривает следующие этапы.

1. Точная формулировка проблемы исследования.
2. Раскрытие всех важных морфологических характеристик объекта исследования.

6. Планирование научно-исследовательских работ.

6.1. Структура работ в рамках научного исследования.

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат			
Разраб.		Калагин К.Т.			Планирование научно-исследовательских работ	Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.					Листов
Консульт.		Рыжакина Т.Г.					13333
Рук. ООП.		Брусник О.В.					17878
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б5А	

должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования по видам работ. Перечень этапов, работ и распределение исполнений представлен в Таблице 27.

Таблица 27 . Перечень этапов и работ и распределение исполнений.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	6	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	7	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель

6.2. Определение трудоемкости выполнения работ.

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения

					Планирование научно-исследовательских работ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		134

ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} \quad (30)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях Tr , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (31)$$

где Tr_i – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

6.3. Разработка графика проведения научного исследования.

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

					Планирование научно-исследовательских работ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		135

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} + k_{кал} \quad (32)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i -ой работы в рабочих днях; $k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} \quad (33)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году; $T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.








Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} необходимо округлить до целого числа. Результаты расчетов представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работы			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , Чел-дни	t_{max} , Чел-дни	$t_{ож}$, Чел-дни			
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,8	Руководитель, Исполнитель	2	4
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	12	17	14	Исполнитель	14	21
Согласование материалов по теме	4	7	5,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретических расчетов и обоснование	10	20	14	Исполнитель	14	21
Оценка результатов исследования	7	10	8,2	Руководитель, Исполнитель	4	6
Составление пояснительной записки	7	16	10,6	Руководитель, Исполнитель	6	9

На основе таблицы 28 строим план график, представленный в таблице 29.

Таблица 29 - Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Испол ни- тели	Тк и , кал дн и	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Календарное планирование работ по теме	Р, И	4												
2	Составление и утверждение тех. Задания	Р	3												
3	Подбор и изучение материалов по теме	И	21												
4	Согласование материалов по теме	Р	8												
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	21												
6	Оценка результатов исследования	Р, И	6												
7	Составление пояснительной записки	Р, И	9												

-руководитель

-исполнитель

6.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;

					Планирование научно-исследовательских работ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		
						138

- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

6.5. Расчет материальных затрат НТИ.

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расхи}} , \quad (34)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расхи}}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования;

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов. Результаты расчетов представлены в таблице 30.

					Планирование научно-исследовательских работ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		139

Таблица 30. Материальные затраты.

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.	Затраты на материалы (с учетом транспортных расходов), (Зм), руб.		
		Ис. п. 1	Исп. 2	Ис. п. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Микроконтроллер	Шт	1	1	1	1300	1560	1560	1560
Микросхема	Шт	2	5	7	500	1200	3000	4200
Микропроцессор	Шт	1	2	3	550	660	1320	1980
Постоянные резисторы	Шт	10	12	15	30	360	432	540
Пьезоэлементы	Шт	15	15	15	240	4320	4320	4320
Конденсаторы	Шт	11	11	11	3	40	40	40
Быстродействующие ОУ	Шт	1	2	3	150	180	360	540
Тетрадь 96 листов	Шт	1	1	1	65	78	78	78
Ручка	Шт	1	1	1	10	12	12	12
Итого						8410	11122	13270

6.6. Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

					Планирование научно-исследовательских работ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		140

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 20% от его цены. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного НТИ и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений. Результаты расчетов представлены в таблице 31.

Таблица 31. Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ.

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования(с учетом затрат на доставку и монтаж), тыс. руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1.	Источник питания	0	1	1	6000	0	7200	7200
2.	Ультразвуковой аппарат	1	1	1	20000	24000	24000	24000
3.	Аккумулятор	1	0	1	3000	3600	0	3600
Итого:						27600	31200	34800

6.7 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, (35)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{м} = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р}, (36)$$

					Планирование научно-исследовательских работ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		141

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Для руководителя: $Z_m = 33000 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 49500$ руб

Для исполнителя: $Z_m = 17500 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 26250$ руб

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, (37)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 48 раб.дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (представлен в табл. 32)

Таблица 32 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	91	91
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	47	50
Действительный годовой фонд рабочего времени	228	225

Таким образом дневная заработная плата будет равна:

для руководителя работы: $Z_{дн} = (49500 * 10,4) / 228 = 2258$

для исполнителя работы: $Z_{дн} = (26250 * 10,4) / 225 = 1213$

					Планирование научно-исследовательских работ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		142

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле: $Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Для руководителя: $Z_{\text{осн}} = 2258 \cdot 30 = 67740$ руб.,

Для исполнителя: $Z_{\text{осн}} = 1213 \cdot 30 = 36390$ руб.,

Таблица 33 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнитель по категориям	Трудоемкость, чел.-дни			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн.руб			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Руководитель	31	37	40	2258	2258	2258	69998	83546	90320
2	Исполнитель	55	63	74	1213	1213	1213	66715	76419	89762
Итого								13673	159965	180082

6.8 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле: $Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$ (38)

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для руководителя: $Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 69998 = 10500$ руб

Для исполнителя: $Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 66715 = 10007$ руб

					Планирование научно-исследовательских работ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		
						143

Таблица 34 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	10500	12532	13548
2	Исполнитель	10007	11463	13464
Итого		20507	23995	27012

6.9 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), (39)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Таблица 35 - Отчисления во внебюджетные фонды

					Планирование научно-исследовательских работ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		144

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	69998	83546	90320	10500	12532	13548
Исполнитель	66715	76419	89762	10007	11463	13464
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1%					
Итого						
Исполнение 1	42607					
Исполнение 2	49853					
Исполнение 3	56122					

6.10 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (40)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Таким образом, $З_{\text{накл } 1} = (41411 + 136713 + 20507 + 42607) \cdot 0,16 = 38598 \text{ руб}$

$З_{\text{накл } 2} = (48670 + 159965 + 23995 + 49853) \cdot 0,16 = 45197 \text{ руб}$

$З_{\text{накл } 3} = (55280 + 180082 + 27012 + 56122) \cdot 0,16 = 50959 \text{ руб}$

6.11 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической

продукции.

					Планирование научно-исследовательских работ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		145

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 35.

Таблица 36 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	41411	48670	55280
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	136713	159965	180082
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	20507	23995	27012
4. Отчисления во внебюджетные фонды	42607	49853	56122
5. Накладные расходы	38598	45197	50959
Бюджет затрат НТИ	279836	327680	369455

6.12. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 16). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

					Планирование научно-исследовательских работ	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		146

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, (41)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно - исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Тогда, для первого варианта: $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{279836}{369455} = 0,76$.

Для второго варианты: $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{327680}{369455} = 0,89$.

Для третьего варианта: $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{369455}{369455} = 1$.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, (42)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проведён в таблице 37.

Таблица 37 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследов.		Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Критерии					
Планирование научно-исследовательских работ					Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат	147

1. Способствует росту производительности и труда пользователя	0,1	4	5	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	3
3. Материальные затраты	0,15	4	4	3
4. Энергосбережение	0,25	4	4	5
5. Надежность	0,15	5	4	4
6. Эффективность	0,20	4	3	3
ИТОГО	1	26	24	21

$$I_{p-исп1} = 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,20 = 4,3;$$

$$I_{p-исп2} = 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,20 = 3,9;$$

$$I_{p-исп3} = 3 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,20 = 3,65.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \text{ и т.д. (43)}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл.38) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср}$):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.max}} \quad (44)$$

Таблица 38 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,76	0,89	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,3	3,9	3,65
3	Интегральный показатель эффективности	5,65	4,38	3,65
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,9	0,84

По результатам расчетов можно сделать вывод, что первый вариант исполнения является наиболее ресурсоэффективным и выгодным с финансовой точки зрения.

7. Социальная ответственность

7.1 Введение

В настоящее время самым экономически целесообразным видом транспорта является трубопроводный.

Однако при нарушении правил техники безопасности нефтепровод может стать источником техногенных аварий, приводящих к загрязнению окружающей среды, пожарам, разрушениям, гибели людей, значительным материальным потерям.

Проблема своевременного и достоверного прогнозирования, предупреждения и ликвидации последствий ЧС на трубопроводном транспорте является актуальной.

Целью данного раздела является оценка условий труда персонала, выполняющих неразрушающий контроль трубопровода: анализ вредных и опасных факторов, воздействующих на работника, разработка мер защиты от них, также рассмотрение вопросов техники безопасности, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, защиты в ЧС.

7.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.2.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

К работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью [55].

Организация и порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ и «Положения о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промысловых нефтепроводов Западно-Сибирского региона		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат			
Разраб.		Калагин К.Т.			Социальная ответственность	Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.					Листов
Консульт.		Сечин А.А.					15050
Рук. ООП.		Брусник О.В.					17878
						НИ ТПУ Группа 3-2Б5А	

руководящих работников и специалистов предприятий, организаций и объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России» [55].

7.2.2 Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам

Территория предприятия и размещение на ней сооружений, зданий, производственных объектов должны соответствовать проекту, разработанному с учетом требований СП 18.13330.2011 [56]. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи .

Отопление и вентиляция производственных, административных и бытовых зданий и помещений должны соответствовать нормам и правилам СП 60.13330.2012 [58].

7.2.3 Искусственное освещение

Правильно выполненное освещение цеха по техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту трубопроводов способствует повышению эффективности и безопасности работ по неразрушающему контролю, снижает травматизм и утомляемость, сохраняет высокую работоспособность. Для того чтобы не допустить повышения уровня травматизма, рассеянности, низкой продуктивности работы и несоответствием освещения рабочих мест.[34]

7.2.4 Социальная защита работников

Реализация социальной защиты на организационном уровне возможна двумя путями:

1) предоставление льгот и гарантий в рамках социальной защиты персонала организации (социальное страхование по старости, по случаю временной нетрудоспособности, безработицы и др.), установленные на государственном или региональном уровне;

2) предоставление работникам и членам их семей дополнительных льгот, за счет выделенных на эти цели средств из фондов социального развития организации. Эти выплаты становятся такими же обязательными для

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		151

выполнения, как и те, что предоставляются в соответствии с трудовым законодательством.

Социальная защита персонала на организационном уровне обычно представлена в виде социального пакета (социальных бенефитов). В организации помимо государственных гарантий социальной защиты и прямыми формами материального стимулирования внедряются также механизмы не прямых материальных выплат сотрудникам — социальных льгот (или бенефитов), которые формируют социальный пакет.[55]

7.3 Производственная безопасность

Промысловый трубопровод, находится на севере Ямало-Ненецкого Автономного Округа (ЯНАО). Рабочим местом дефектоскописта является открытая площадка линейной части нефтепровода, где происходит выполнение монтажных и восстановительных работ с использованием сварки. При проведении работ по неразрушающему контролю трубопровода с использованием специального оборудования, присутствуют опасные и вредные производственные факторы (таблица 39), которые могут привести к ухудшению состояния здоровья работников или их смерти. Этот факт обязывает предусматривать различные мероприятия для защиты от них [59].

Таблица 39 – опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)	
	Вредные	Опасные
1	2	3
Неразрушающий контроль трубопроводов	<ul style="list-style-type: none"> • Вредные вещества; • Метеоусловия. • Переохлаждения 	<ul style="list-style-type: none"> • Механической природы; • Пожарной и взрывной природы; • Поражение электрическим током. • Радиационное облучение

7.3.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

Как известно, пары нефти токсичны и могут оказать неблагоприятное влияние на организм человека. Более того, вредными могут являться и другие газы, при определенной их концентрации. По этой причине, перед началом проведения работ и во время их проведения необходимо производить контроль газовой смеси. Осуществляется он при помощи использования газоанализаторов АНТ-2М. Загазованность не должна превышать предельно-допустимой концентрации, согласно санитарным нормам по ГОСТ 12.1.005-88 с измен. 2000г. (таблица 40). Работа на объекте разрешается только при концентрации веществ не превышающих предельно допустимую, в противном случае принимают меры по устранению загрязнения воздушной среды и, уже после этого, приступают к проведению работ[46].

Таблица 40 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, которые могут появиться в воздухе рабочей зоны

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³
Углеводороды C ₁ —C ₁₀	300
Бензол	5
Метанол	5
Окислы азота	5
Толуол	50
Оксид углерода	20
Сероводород	10

Метеоусловия

Микроклимат представляет собой комплекс различных физических параметров, таких как температура, влажность воздуха, скорость движения воздушного потока, излучение солнца, атмосферное давление, которые оказывают влияние на тепловое состояние работающего.

Зачастую работы проводятся как в жару, так и в холодных условиях, при сильном ветре и при выпадении атмосферных осадков. В общем, не всегда погодные условия являются благоприятными для проведения работ.

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		153

При таких условиях работа организуется с применением рациональной организации режима труда с отдыхом. Например, с помощью сокращения рабочего времени, введение дополнительных перерывов для отдыха персонала. От перегрева, а также и обморожения применяются различного вида средства индивидуальной защиты (головные уборы, костюмы для работы в зимнее время и т.д.).

При проведении работ в условиях пониженных температур необходимо применять средства индивидуальной защиты, а именно специальные костюмы для защиты от пониженных температур. Изготавливается такая одежда, а в дальнейшем и подбирается для каждого работника индивидуально, согласно ГОСТ Р 12.4.236-2011. Костюмы изготавливаются из специальных материалов, обладающих высокими теплозащитными свойствами [61].

Переохлаждение

Переохлаждение организма (гипотермия) – это общее состояние человека, когда на всю его поверхность тела воздействует холод, а температура тела при этом падает ниже 35°C. Длительное влияние низких температур приводит к замерзанию, функции организма угнетаются, а при длительном воздействии холода и вовсе угасают. Симптомы переохлаждения характеризуются 3 степенями переохлаждения, каждая из которых имеет свои признаки. [61]

1 степень переохлаждения (легкая степень) - температура тела организма понижается до отметок - 32-34°C. При такой температуре тела кожные покровы начинают бледнеть и покрываться мурашками («гусиная кожа»), возникает озноб, с помощью которого организм пытается сохранить потерю тепла. Кроме того, у человека начинает происходить угнетение речевого аппарата – говорить становится труднее. Артериальное давление обычно остается в пределах нормы или незначительно повышается. На данном этапе, возможен процесс обморожения организм 1-2 степени.

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		154

2 степень переохлаждения (средняя степень) - температура тела организма понижается до отметок - 32-29°C. Кожа начинает синеть, сердцебиение замедляется до 50 ударов в минуту, происходит угнетение функционирования дыхательной системы – дыхание становится более редким и поверхностным. Из-за понижения кровообращения, все системы и органы недополучают необходимого количества кислорода, у человека проявляется повышенная сонливость. На этом этапе очень важно не допустить засыпание человека, т.к. во время сна выработка энергии организмом значительно снижается, что в общей сложности может спровоцировать еще более быстрое падение температуры тела и спровоцировать летальный исход. Обычно, 2 степень переохлаждения организма характеризуется обморожением организма 1-4 степеней.

3 степень переохлаждения (тяжелая степень) - температура тела организма понижается до 29°C и ниже. Частота сердечных сокращений уменьшается до 36 ударов в минуту, проявляется кислородное голодание, артериальное давление падает, человек часто теряет сознание или впадает в глубокую кому. Кожа становится синюшного цвета, а лицо и конечности отекают. По телу часто проявляются судороги, появляется рвота. При отсутствии неотложной помощи потерпевший может быстро умереть. [61]

Физические опасные и вредные производственные факторы

Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм работающего человека, подразделяют на следующие типичные группы [28]:

1. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения.
2. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека.

3. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с резким изменением (повышением или понижением) барометрического давления воздуха производственной среды на рабочем месте или с его существенным отличием от нормального атмосферного давления (за пределами его естественной изменчивости).

4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего, а также с тепловым излучением окружающих поверхностей, зон горения, фронта пламени.

5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха.

6. Опасность и вредность воздействия газовых компонентов (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей, на организм работающего зависят от их содержания (концентрации) и токсичности, то есть химических свойств данных газов и паров.

7. Опасность и вредность воздействия аэрозолей, загрязняющих чистый природный воздух, на организм работающего зависят от их содержания (концентрации), дисперсности респирабельной фракции, химических свойств, включая токсичность и фиброгенность, то есть способность вызывать фиброз легочных тканей, а для биоаэрозолей - способность вызывать заболевания.

8. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений.

Взрывопожароопасность

По пожарной и взрывопожарной опасности помещения производственного и складского назначения независимо от их функционального назначения подразделяются на следующие категории [63]:

					Социальная ответственность	Лис
						156
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

1. повышенная взрывопожароопасность (А);
2. взрывопожароопасность (Б);
3. пожароопасность (В1 - В4);
4. умеренная пожароопасность (Г);
5. пониженная пожароопасность (Д) [9].

Пожары на объектах являются, как правило, следствием аварий, которые могут произойти по различным причинам, таким как коррозионные повреждения, дефекты труб и сварных швов, нарушение правил эксплуатации, внешние воздействия и др. Так же причинами пожаров могут являться несоблюдение правил пожарной безопасности, курение в неположенном месте. Нефть относится к ЛВЖ категории пожаровзрывоопасных веществ, температура самовоспламенения нефти от 222 до 256 °С. В таблице 3 для нефти и ее составляющих приведены значения нижнего и верхнего концентрационного предела (НКПР и ВКПР) и предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДБК). Все объекты должны быть оборудованы телефонной и радиосвязью, а также автоматической пожарной сигнализацией, для оперативного вызова дополнительных сил и средств в случае пожара. Здания, сооружения и другие объекты МН подлежат защите автоматическими установками пожаротушения (АУПТ). [63]

Поражение электрическим током

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Поражение электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках с разностью потенциалов. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Причины электротравматизма: халатное отношение работников к работе, недостаточно изолированные токоведущие части, провода. Коллективные средства электрозащиты:

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		157

изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль,
установка оградительных устройств,
предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов,
применение малых напряжений,
защитное заземление,
защитное отключение.

Изолирующие средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, резиновые коврики, диэлектрические боты, изолирующие подставки [64].

Радиационное облучение

В процессе добычи и транспортировки энергоносителей происходит облучение персонала предприятий природными радионуклидами, содержащихся в добываемом сырье, оседающих на промышленном оборудовании, присутствующих в промышленных отходах. Применение рентгеновской и радионуклидной дефектоскопии на предприятиях нефтегазового комплекса (НГК), зачастую приводит к облучению персонала дозами, превышающими предельно допустимые уровни. Радиационное повреждение тканей и/или органов зависит от полученной дозы облучения или поглощенной дозы, которая выражается в грэях (Гр). Эффективная доза используется для измерения ионизирующего излучения с точки зрения его потенциала причинить вред. Зиверт (Зв) — единица эффективной дозы, в которой учитывается вид излучения и чувствительность ткани и органов. Она дает возможность измерить ионизирующее излучение с точки зрения потенциала нанесения вреда. Зв учитывает вид радиации и чувствительность органов и тканей. Выше определенных пороговых значений облучение может нарушить функционирование тканей и/или органов и может вызвать острые реакции, такие как покраснение кожи, выпадение волос, радиационные ожоги

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		158

или острый лучевой синдром. Эти реакции являются более сильными при более высоких дозах и более высокой мощности дозы. Если доза является низкой и/или воздействует длительный период времени (низкая мощность дозы), обусловленный этим риск существенно снижается, поскольку в этом случае увеличивается вероятность восстановления поврежденных тканей. Тем не менее риск долгосрочных последствий, таких как рак, который может проявиться через годы и даже десятилетия, существует. Воздействия этого типа проявляются не всегда, однако их вероятность пропорциональна дозе облучения. [44,59]

7.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

При проведении неразрушающего контроля с помощью специализированного оборудования существует возможность получения и механических травм. Учитывая, что работа ведется при помощи объектов большого веса, повреждения могут быть крайне серьезными, вплоть до летального исхода. Естественно, для предотвращения неприятных повреждений необходимо на месте проведения работ соблюдать технику безопасности.[57] Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ включают:

1) Подготовку, проверку комплектности, согласно перечня, инструментов, приспособлений, оборудования и укладки их в ящики для доставки на место производства работ;

2) Обеспечение места производства работ:

а) средствами индивидуальной защиты:

тело человека защищается спецодеждой, спецобувью, касками, рукавицами, перчатками, подшлемниками, изолирующими подставками, резиновыми ковриками и дорожками, диэлектрическими перчатками и др.; с помощью предохранительных очков осуществляется защита органов зрения; защита органов дыхания осуществляется с помощью применения респираторов и

противогазов.

- б) средствами коллективной защиты;
- в) первичными средствами пожаротушения;
- г) средствами измерения загазованности воздушной среды;
- д) средствами связи;

3) Получение наряд-допуска (на работу на высоте и работы повышенной опасности);

4) Проведение внеочередного инструктажа всем членам работающей бригады по технике безопасности получением росписи в Журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске;

5) Уведомление руководства, всех специалистов, механизаторов и бригадиров с планом производства работ, до начала их выполнения;

6) Организация питания и отдых на месте производства работ.

В составе нефти содержатся углеводороды, которые образуют пожаровзрывоопасную смесь при взаимодействии с воздухом. Такие смеси могут загореться от любого источника воспламенения.[61]

Наибольшая концентрация газа или пара, при которой взрыв еще возможен при внесении в эту смесь открытого источника огня, называется верхним концентрационным пределом распространения пламени (ВКПР). Для нефти ВКПР составляет 195000 мг/м³.

Концентрация горючей части смеси от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. При концентрации паров или газа в воздухе менее НКПР смесь при внесении открытого источника огня может гореть, но взрыва не будет. При концентрации паров или газа в воздухе выше ВКПР смесь при внесении открытого источника огня горит, а изменение ее состава в процессе горения (выгорание горючей части и снижение ее концентрации до ВКПР) может привести к взрыву. [46]

С целью обеспечения пожаровзрывобезопасности, для всех веществ определена предельно допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК),

					Социальная ответственность	Лис
						160
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

которая составляет 5% от величины НКПР (таблица 41). Для нефти ПДВК она составляет 2100 мг/м³.

На каждом объекте должен быть перечень вредных и взрывоопасных веществ, которые могут выделяться в рабочих зонах при ведении технологических процессов, при ремонтных работах и в аварийных случаях, а также должен быть установлен класс опасности вредных веществ в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 с измен. 2000г [46].

В газоопасных местах воздушную среду необходимо контролировать переносными газоанализаторами в соответствии с требованиями Отраслевой инструкции по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности (ИБТВ 1-087—81) [65].

Таблица 41 - Диапазоны взрываемости некоторых веществ

Наименование вещества	Диапазон взрываемости				ПДВК	
	по объему, %		по массе, мг/м ³		% об.	мг/м ³
	НКПР	ВКПР	НКПР	ВКПР		
Нефть (фр.20-200)	1,4	6,5	42000	195000	0,07	2100
Метан	5	15,7	33000	104000	0,25	1650
Этан	2,9	15	36000	186000	0,15	1800
Пропан	2,2	9,5	38000	164000	0,11	1900
Бутан	1,8	9,1	45000	227500	0,09	2250
Гексан	1,2	7,5	42000	262500	0,06	2100
Бензол	1,4	8,11	45000	261000	0,07	2250
Метанол	6	34,7	92000	532000	0,3	4600
Этиловый спирт	3,6	19	68000	359000	0,18	3400
Толуол	1,4	6,7	50000	239000	0,07	2500
Окись углерода	12, 5	75	74000	444000	0,63	3700
Дихлорэтан	6,2	16	252000	650000	0,31	12600
Водород	4,1	74	3700	67000	0,21	185
Сероводород	4,2	46	60000	657000	0,22	3000

7.4.1 При ведении работ в холодное время года на открытом воздухе и в неотапливаемых помещениях

В целях предупреждения случаев обморожения, а также несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе при низких температурах, устанавливается предельная температура, ниже которой прекращается производство каких-либо работ на строительномонтажных работах, связанных с работой на высоте:

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		161

- без ветра -38°C
- при ветре от 5 до 10 м/сек -34°C
- при ветре от 11 до 15 м/сек -30°C
- при скорости ветра свыше 15 м/сек работы **ПРЕКРАЩАЮТСЯ** при

любой минусовой температуре. [56]

ЗАПРЕЩАЮТСЯ: работы на высоте по монтажу, демонтажу, ремонту и контролю сварных соединений вышек и мачт, а также передвижение вышек и оборудования в ночное время при скорости ветра свыше 8м/сек, во время сильного снегопада, при гололедице, тумане с видимостью на расстояние менее 100м. и при температуре воздуха ниже, указанных в паспортах оборудования.

На всех остальных работах

- без ветра -42°C
- при ветре от 5 до 10 м/сек -38°C
- при ветре от 12 до 22 м/сек -30°C
- при скорости ветра свыше 22 м/сек работы **ПРЕКРАЩАЮТСЯ** при

любой минусовой температуре.

Руководители производственных подразделений при достижении предельных значений температуры воздуха и скорости ветра должны прекращать плановые работы.

При работе в закрытых не отапливаемых помещениях, работы **ПРЕКРАЩАЮТСЯ** при температуре -42° С и ниже.[62]

При температуре воздуха ниже - 40°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей.

Для оценки комбинированного действия низких температур воздуха и ветра на незащищенные участки тела человека можно использовать таблицу эквивалентных температур.

На месторождениях и участках выезд транспорта необходимо производить при обязательном сопровождении до места прибытия другой

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		162

техникой. Одиночные перемещения между объектами работников, транспорта, включая вездеходную технику, спецтехнику **ЗАПРЕЩАЕТСЯ**.

При работе на открытом воздухе при температуре -25°C и ниже при силе ветра 5м/сек. и более, руководитель работ обязан обеспечить работающих перерывом для обогрева на 10 минут через каждый час работы. [62]

Рекомендуемые режимы нахождения на открытой территории и число обогревов указаны в таблице 42:

Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Скорость ветра, м/с											
	до 1		1 - 2		2 - 4		4 - 6		6 - 8		8 - 10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	127	1	114	1	95	2	80	2	68	3	58	3
-15	88	2	82	2	69	3	60	3	52	3	45	4
-20	67	3	62	3	55	3	49	4	42	4	37	4
-25	55	3	51	3	46	4	41	4	36	5	32	5
-30	46	4	43	4	39	4	35	5	31	5	28	6
-35	39	4	38	4	34	5	30	5	27	6	24	7
-40	35	5	33	5	30	5	27	6	24	7	22	7
-45	31	5	29	6	27	6	24	7	22	7	20	8

Примечание: а - максимальная продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин.; б - число 10-минутных перерывов для обогрева за 4-часовой период рабочей смены.

7.4.2 Радиационная безопасность.

Радиационная безопасность персонала обеспечивается:

- ограничениями допуска к работе с источниками излучения по возрасту, полу, состоянию здоровья, уровню предыдущего облучения и другим показателям;
- знанием и соблюдением правил работы с источниками излучения;
- достаточностью защитных барьеров, экранов и расстояния от источников излучения, а также ограничением времени работы с источниками излучения;
- созданием условий труда, отвечающих требованиям НРБ-99 ;
- применением индивидуальных средств защиты;
- соблюдением установленных контрольных уровней;

					Социальная ответственность		Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат			163

- организацией радиационного контроля;
- организацией системы информации о радиационной обстановке;
- проведением эффективных мероприятий по защите персонала при планировании повышенного облучения в случае угрозы и возникновении аварии.

Персонал, работающий с источниками излучения (группа А), должен [16]:

- знать и строго выполнять требования по обеспечению радиационной безопасности, установленные инструкцией по радиационной безопасности и должностными инструкциями.
- использовать в предусмотренных случаях средства индивидуальной защиты;
- выполнять установленные требования по предупреждению радиационной аварии и правила поведения в случае ее возникновения;
- своевременно проходить периодические медицинские осмотры и выполнять рекомендации медицинской комиссии;
- обо всех обнаруженных неисправностях в работе установок, приборов и аппаратов, являющихся источниками излучения, немедленно ставить в известность руководителя участка, лаборатории и службу радиационной безопасности (лицо, ответственное за радиационную безопасность);
- выполнять указания службы радиационной безопасности, касающиеся обеспечения радиационной безопасности при выполнении работ;
- по окончании смены покинуть свои рабочие места, если дальнейшее пребывание там не диктуется производственной необходимостью.

Выдача мобильных и переносных ЛДУ из мест хранения для проведения работ производится ответственным лицом по письменному разрешению руководителя организации или уполномоченного им лица. Защита персонала от внешнего излучения обеспечивается применением защитных средств; наибольшим удалением работающих от источника излучения; максимальным сокращением времени проведения рабочих операций. При проведении дефектоскопических работ на открытых площадках с помощью

					Социальная ответственность	Лис
						164
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

переносных дефектоскопов следует устанавливать размеры и маркировать радиационно-опасную зону, в пределах которой мощность дозы излучения превышает 0.3 мР/ч. Граница этой зоны должна быть обозначена знаками радиационной опасности и предупреждающими надписями, отчетливо видимыми на расстоянии не менее 3 м. В случаях, когда работы по просвечиванию на открытых площадках проводятся в условиях ограниченной видимости радиационно-опасной зоны, их должны проводить два работающих, один из которых осуществляет контроль за строгим соблюдением режима в этой зоне. [12]

Обо всех нарушениях при работе с ИИИ, о неисправности защитных и блокирующих устройств обслуживающий персонал обязан делать отметку в журнале и немедленно докладывать ответственным лицам.

7.4.3 Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Во всех бытовых помещениях, складских и вспомогательных помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны и инструкции о мерах пожарной безопасности. [27]

На объекте должен быть установлен соответствующий пожарной опасности противопожарный режим, в том числе:

- определены и оборудованы места для курения;
- определены места и допустимое количество одновременно находящихся в помещениях
- сырья, полуфабрикатов и готовой продукции;
- установлен порядок уборки горючих отходов и пыли, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня;

На объекте должны быть регламентированы:

- порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ;

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		165

- порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы;
- действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа.

На территории объекта на видном месте должен быть вывешен планы эвакуации людей в случае пожара. Работники, а также граждане, находящиеся на территории бытового городка обязаны [54]:

- соблюдать требования пожарной безопасности стандартов, норм и правил, утвержденных в установленном порядке, а также соблюдать и поддерживать противопожарный режим;
- выполнять меры предосторожности при пользовании электроприборами (компьютеры, кондиционеры, электроплитки, электрочайники, холодильники), газовыми приборами, предметами бытовой химии, проведении работ с легковоспламеняющимися (ЛВЖ) и горючими (ГЖ) жидкостями, другими опасными в пожарном отношении веществами, материалами и оборудованием.

7.5 Экологическая безопасность

При выполнении работ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, обусловленные различными нормативными документами.

До начала проведения работ необходимо [65]:

- 1) Оформить разрешения в природоохранных органах, которые необходимы для проведения данного вида работ;
- 2) Оборудовать места для временного хранения отходов работ, до их утилизации;
- 3) Сдать полученные в результате работ отходы специализированным организациям, которые их уже утилизируют.

Экологическая опасность предприятий трубопроводного транспорта углеводородов связана с некоторыми свойствами перекачиваемого продукта.

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		166

Нефть и нефтепродукты легко воспламеняются; имеют низкую температуру вспышки; способны накапливать электрические заряды; образуют с серой пиррофорные соединения, способные самовозгораться при попадании на воздух; углеводородные газы взрывоопасны и токсичны; тяжелее воздуха в 3÷4 раза и способны скапливаться в пониженных местах и продолжительное время удерживаться там.

Таким образом, при проведении работ и их организации необходимо проводить мероприятия по охране окружающей среды. Необходимо проводить работы по максимальному сокращению, а еще лучше – полному предотвращению как потерь природных ресурсов, так и предотвращению попадания всех загрязняющих веществ в атмосферу, почву или воду.

7.5.1 Воздействие объекта на гидросферу

При попадании в водный объект нефти и нефтепродуктов погибает часть фауны в зоне распространения нефтяного пятна, загрязняются его берега. Тяжесть последствий при разливе нефтепродуктов определяется соотношением между размерами водоема и количеством попавшей в него нефти. Последствия такого воздействия могут ощущаться длительное время.

Часть компонентов испаряется с поверхности, другая – растворяется в воде, а оставшаяся оседает на дно, что приводит к отравлению флоры и фауны на больших участках. Содержание только 0,2÷0,4 мг/л нефти придает воде специфический запах, который не исчезает даже при ее хлорировании и фильтровании. Один грамм нефти убивает все живое в 1 м³ воды. Капли нефти образующиеся на поверхности воды являются преградой для газообмена между воздухом и водой. Уменьшается проникновение света, необходимого для фотосинтеза, а также снижается скорость переноса кислорода и углекислого газа через пленку. Пленка нефти обладает большой подвижностью, стойка к окислению[65].

Наряду с загрязнением нефтепродуктами рек и морей может происходить загрязнение подземных вод. Загрязнение которых

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		167

нефтепродуктами не только ухудшает качество воды, делая ее непригодной для питьевых и других целей, но также может привести к взрывам и пожарам.

7.5.2 Воздействие объекта на литосферу

Попадание нефти и нефтепродуктов в почву приводит к снижению биологической продуктивности ее и фитомассы растительного покрова. Характер и степень влияния нефти и нефтепродуктов определяются видовым составом растительного покрова, временем года и другими факторами. Наиболее токсичными являются углеводороды с температурой кипения в пределах от 150 до 275 °С, т.е. нафтеновые и керосиновые фракции [13].

Низкие температуры воздуха и почвы, сильные ветры, небольшая продолжительность летнего теплого периода, обуславливают чрезвычайно сложный режим функционирования наземного растительного покрова. Поэтому всякое нарушение этого режима может привести к необратимым процессам, особенно в Северных районах. Период самовосстановления растительного покрова после загрязнения нефтью для северных условий составляет от 10 до 15 лет.

7.5.3 Воздействие предприятия на атмосферу

Также на производстве, присутствуют выбросы, не связанные напрямую с процессом транспорта нефти и ее свойствами. Источниками таких выбросов являются работающие на месте проведения работ машины и механизмы, а также автотранспорт, не обходимый нам для перевозки грузов и доставки их к месту выполнения очистных работ.[46]

7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-2016 чрезвычайным называется состояние, при котором в результате источника ЧС на объекте, какой то определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизнедеятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью. Более того, наносится серьезный материальный ущерб как имуществу населения, так и

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		168

экономике. Не стоит забывать и о вреде, который наносится окружающей природной среде[66].

Согласно регламенту «Инструкции по составлению планов ликвидации аварий», который был утвержден Госгортехнадзором 28 ноября 1988года, заранее должны быть распределены обязанности между должностными лицами и указан порядок их действий при ликвидации аварийных ситуаций.

В плане ликвидаций возможных аварий отражено:

- Распределение обязанностей между службами и лицами, обеспечивающими ликвидацию ЧС, а также порядок их взаимодействий;
- Организация связи, оповещения и управления должностных лиц;
- Структура обеспечения готовности как технических средств, так и обслуживающего персонала, а также ответственных за постоянное поддержание их готовности;
- Порядок действия патрульной группы после обнаружения случившейся аварии;
- Порядок проведения мероприятий по оказанию медицинской помощи людям;
- Список организаций, предприятий и других заинтересованных лиц. В то же время порядок их оповещения о случившейся аварии, о границах аварийной зоны с целью совместного принятия мер по обеспечению безопасности населения, предприятий, окружающей среды.
- Маршруты следования технических средств, рабочего персонала, а также групп патрулирования к месту аварии;
- Организация различных видов обеспечения всем необходимым для ликвидации аварий и их последствий;
- Формы документации, оформляемой при авариях, а также сроки ее оформления;
- Расчет объема предполагаемого истока нефти, площади растекания нефти, способов задержки нефти и ее сбора;

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		169

- Расчет возможностей (средства и силы) для скорейшей ликвидации аварийных ситуаций;
- Составление графика производства работ ликвидации аварий;
- Создание журнала ведения работ при выполнении ликвидации аварий и ее последствий;
- Представляется профиль и план участка нефтепровода;
- План объектов МН с размещением технологического оборудования, мест складирования инструментов и материалов, средств пожаротушения, которые необходимы при ликвидации аварий;
- Схему ЛЭП, которая расположена вдоль трассы, а также ее линейных потребителей;
- Мероприятия по сбору разлитой нефти и ее дальнейшей утилизации [66].

					Социальная ответственность	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		170

Заключение

В ходе выпускной квалификационной работе были рассмотрены правила по аттестации специалистов неразрушающего контроля. Исследованы основные методы неразрушающего контроля (ВИК, УЗК, РК, ПВК) применяемых при строительстве промышленного трубопровода, а так же применение внутритрубного диагностирования перед эксплуатации трубопроводов. Были приведены и рассмотрены не которые приборы внутритрубного диагностирования.

Изучены типы дефектов которые могут быть выявлены неразрушающими методами контроля и являются главной причиной в авариях на трубопроводе и привести к экологическим загрязнениям. Проанализировав методы контроля можно с уверенностью сказать, что только при комплексном диагностировании возможно надежная эксплуатация трубопровода. Так же в ходе работы были получены навыки расчёта минимальной толщины стенки нефтепровода, при которой он подлежит отбраковке ($\delta_{отб} = 4,77$ мм), произведена отбраковка двух участков обследуемого нефтепровода.

Изучена нормативно-техническая документация.

В разделе социальная ответственность проведена оценка условий труда персонала, проводящих неразрушающий контроль при строительстве трубопровода: анализ вредных и опасных факторов, воздействующих на работника, рассмотрены меры защиты от них, также были рассмотрены вопросы техники безопасности, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, защиты в ЧС.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения приведено обоснование целесообразного использования технического проекта, при этом детально рассмотрены планово-временные и материальные показатели процесса проектирования.

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промышленных нефтепроводов Западно-Сибирского региона		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат			
Разраб.	Калагин К.Т.				Заключение	Лит.	Лист
Руковод.	Рудаченко А.В.						Листов
Консульт.							17171
Рук. ООП.	Брусник О.В.						178
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б5А	

Оценен коммерческий потенциал и перспективности проведения научных исследований.

Определены возможные альтернативы проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Было произведено определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

					Заключение	Лис
						172
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Список использованных источников

1. Промысловые трубопроводы и оборудование: учеб. пособие для студентов вузов / Ф. М. Мустафин, Л.И. Быков; А.Г. Гумеров и др. - Москва:Недра, 2004. - 662 с.: ил. - Библиогр.: с. 574-590.
2. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.
3. ОСТ 153-39.4-010-2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений.
4. СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.
5. ГОСТ 18353-79. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.
6. К.Д. Курбанмагомедов, М.А. Мутаев. Методология применения адаптивного моделирования технологических трубопроводов по состоянию//Системные технологии. 2017 – № 22. – С. 39 – 48.
7. EN 13018:2001. Европейский стандарт. Неразрушающий контроль. Визуальный контроль. Часть 1. Общие принципы.
8. РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю.
9. ГОСТ Р 55724-2013. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.
10. Выборнов, Б.И. Ультразвуковая дефектоскопия – М.: Металлургия. 1985 г. – 256 с.

					Применение комплексных методов неразрушающего контроля для повышения надежности промышленных нефтепроводов Западно-Сибирского региона		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат			
Разраб.		Калагин К.Т.			Список литературы	Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко					Листов
Консульт.							173
Рук. ООП.		Брусник О.В.					178
						НИ ТПУ Группа 3-2Б5А	

- 11.«ЭМА преобразователи для ультразвуковых измерений» // А.А. Самокрутов, В.Г. Шевалдыкин, В.Т. Бобров, С.Г. Алехин, В.Н. Козлов
- 12.Ермолов И.Н., Останин Ю.Я. Методы и средства неразрушающего контроля качества: Учеб. пособие для инженерно-техн. спец. вузов. М.: Высш.Шк., 1988. 368 с.
- 13.ГОСТ 24034-80. Контроль неразрушающий радиационный. Термины и определения.
- 14.Назипов Р.А., Храмов А.С., Зарипова Л.Д. Основы радиационного неразрушающего контроля. Учебно-методическое пособие для студентов физического факультета. Казань. Изд-во Казанск. гос. ун-та, 2008. 66 с.
- 15.ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
- 16.ГОСТ 23764-79. Гамма-дефектоскопы. Общие технические условия.
- 17.ГОСТ 18442-80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
- 18.РД 13-06-2006. Методические рекомендации о порядке проведения капиллярного контроля.
- 19.ГОСТ Р 54907-2012. Техническое диагностирование. Основные положения.
- 20.РД 51-2-97. Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем.
- 21.РД 153-39.4-056-00. Руководящий документ. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
- 22.РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.
- 23.Защита и диагностика трубопроводов. Ультразвуковые внутритрубные дефектоскопы. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр. :<http://zaschitatruboprovodov.ru/index.php/diagnostika/140ultrazvuk>

					Список литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		174

ovyevnutritrubnye-defektoskopy.

- 24.Парк внутритрубных инспекционных приборов. АО «Транснефть - Диаскан». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://diascan.transneft.ru/klientam/vnytritrybnaya-diagnostika/park-vnytritrybnihinspekcionnih-priborov/>.
- 25.Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы. АО «Транснефть - Диаскан». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:http://diascan.transneft.ru/u/section_file/239869/07_kombinirovanie_magnitnoyltrazvykovie_defektoskopi_mfl_wm_cd__1200x673.jpg
- 26.РД 153-39.4-130-2002 «Регламент по вырезке и врезке "катушек" соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов».
- 27.«Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах». Минтопэнерго РФ от 01.09.1995.
- 28.ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 29.ГН 2.2.5.552-96. Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
- 30.СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
- 31.ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 32.ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
- 33.СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 34.СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
- 35.ПБ 03-372-00 «Правила аттестации и основных требований к лабораториям неразрушающего контроля»
- 36.Регламент Госгортехнадзора России №02-35/213 от 27.07.2001г.
- 37.ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области

					Список литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		175

неразрушающего контроля» Постановление Госгортехнадзора России от 23.01.02 №3

- 38.ГОСТ 23479-79 «Контроль неразрушающий. Методы оптического вида»
- 39.ГОСТ 15843-79 «Принадлежности для промышленной радиографии. Основные размеры»
- 40.СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01 – 99*. – Введ. 01.01.2013. – Москва,2013.
- 41.СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*. – Введ. 20.05.2011. – Москва,2011.
- 42.Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие для ВУЗов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа: Дизайн-Полиграфсервис, 2002. – 658с.
- 43.РД 558-97 Руководящий документ по технологии сварки труб при проведении ремонтно-восстановительных работ на газопроводах. – Введ. 01.01.1997. – Москва : ВНИИГАЗ, 1997. – 56 с.
- 44.ГОСТ 12.0.003-74* ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.Классификация. – Введ. 01.01.1976. – Москва : Стандарт-информ, 1976. – 93 с.
- 45.СНиП 23-05 – 95 Естественное и искусственное освещение. – Введ.01.01.1996. – Москва, 2003.
- 46.ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва, 1988.
- 47.ВСН 64 – 86 Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля дозрывоопасных и предельно допустимых концен- траций химических веществ в воздухе производственных помещений. – Введ. 01.07.1986. – Москва: Минхимпром, 1986.
- 48.Наваррете, Д.Д.Х. Особенности строительства трубопроводов в районах с высокой сейсмичностью: дис. канд. техн. наук: 05.03.13 /

					Список литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		176

Д.Д.Х. Наваррете. – Уфа, 2013. – 163 с.

- 49.СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов.
- 50.ГОСТ 9544-93 Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов.
- 51.СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2).
- 52.ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные.Методы ультразвуковые.
- 53.ГОСТ 6823-2000 Глицерин натуральный сырой. Общие технические условия.
- 54.Znaytovar [Электронный ресурс]: - Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – Режим доступа: https://znaytovar.ru/gost/2/RD_0820098_Pravila_bezopasnost.html
- 55.ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Организация обучения безопасности труда. Общие положения.
- 56.СП 18.13330.2011 Генеральные планы промышленных предприятий.
- 57.Zakonbase [Электронный ресурс]: - Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам. – Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/part/49253>
- 58.СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
- 59.ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 60.ГОСТ 12.1.005-88 с измен. 2000г Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 61.ГОСТ Р 12.4.236-2011 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования.
- 62.Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 27.12.2018) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности", ст.

					Список литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		177

- 63.ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда.
Взрывобезопасность. Общие требования.
- 64.ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда.
Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
- 65.ИБТВ 1-087—81 Отраслевая инструкция по контролю воздушной
среды на предприятиях нефтяной промышленности
- 66.ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
Термины и определения

					Список литературы	Лис
						178
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		